



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

LEANDRO FREITAS LOPES

**RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO POR INJEÇÃO
DE SOLUÇÃO POLIMÉRICA EM ROCHAS
CARBONÁTICAS COM MONITORAMENTO DA
FRENTE DE SATURAÇÃO**

CAMPINAS

2017

LEANDRO FREITAS LOPES

**RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO POR INJEÇÃO DE
SOLUÇÃO POLIMÉRICA EM ROCHAS
CARBONÁTICAS COM MONITORAMENTO DA
FRENTE DE SATURAÇÃO**

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo, na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof^a. Dr^a. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

Este exemplar corresponde à versão final da Tese defendida pelo aluno Leandro Freitas Lopes e orientado pela Prof^a. Dr^a. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno.

Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2017

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): Não se aplica.

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

L881r Lopes, Leandro Freitas, 1983-
Recuperação de petróleo por injeção de solução polimérica em rochas carbonáticas com monitoramento da frente de saturação / Leandro Freitas Lopes. – Campinas, SP : [s.n.], 2017.

Orientador: Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Recuperação avançada de petróleo. 2. Reservatório (Carbonático). 3. Polímeros. 4. Meios porosos. 5. Reologia. I. Moreno, Rosângela Barros Zanoni Lopes, 1966-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Oil recovery by polymer flooding through carbonate rocks with the monitoring of the saturation front

Palavras-chave em inglês:

Enhanced oil recovery
Carbonate reservoirs
Polymers
Porous materials
Rheology

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno [Orientador]
Alexandre Campana Vidal
Vanessa Cristina Bizotto Guersoni
André Luiz Martins Compan
Cláudia Regina Elias Mansur

Data de defesa: 14-12-2017

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

TESE DE DOUTORADO

**RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO POR INJEÇÃO
DE SOLUÇÃO POLIMÉRICA EM ROCHAS
CARBONÁTICAS COM MONITORAMENTO DA
FRENTE DE SATURAÇÃO**

Autor: Leandro Freitas Lopes

Orientador: Prof^ª. Dr.^a. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:

Prof.^a. Dr.^a. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, Presidente
FEM / UNICAMP

Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal
IG / UNICAMP

Dr.^a. Vanessa Cristina Bizotto Guersoni
CEPETRO / UNICAMP

Dr. André Luiz Martins Compan
CENPES / PETROBRAS

Prof.^a. Dr.^a. Cláudia Regina Elias Mansur
IMA / UFRJ

A Ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Campinas, 14 de Dezembro de 2017.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à Deus, à minha família, e à professora Rosângela.

AGRADECIMENTOS

À professora Rosângela pela orientação ao longo deste trabalho e pelas oportunidades dadas a mim durante quase oito anos de convivência.

À minha família por, mesmo à distância, se fazerem presentes.

Aos professores e colegas do departamento de engenharia de petróleo pelos anos de convivência.

Ao pesquisador Euclides Bonet por todo o conhecimento e conselhos repassados.

À equipe do laboratório Leandro e Wellington, à bibliotecária Alice, e à Giselle e sua equipe por todo o suporte necessário para a execução deste trabalho.

À Claudenete Vieira Leal pelo apoio no trabalho realizado no Laboratório Multiusuários de Caracterização de Materiais da FEM.

Aos colegas do LABORE, Bruno, Marcelo, Vitor Hugo, Kelly, Kemily e Hernandes pelo trabalho executado, trabalhos em turnos, e aprendizados constantes.

Aos colegas da república: Massa, Cattani, Pira, Baiano, Herpes, Altoé, Diego, Carioca e tantos outros que por algum tempo compartilhamos o mesmo teto.

À Silvia pelo carinho e constante apoio.

À UNICAMP pelo uso das dependências e dos laboratórios.

À STATOIL, à Petrobras e à Agência Nacional do Petróleo (ANP) pelo suporte financeiro ao trabalho.

RESUMO

A injeção de polímeros é um método de recuperação avançada aplicado com o objetivo de reduzir a mobilidade da fase aquosa, melhorando a eficiência de varrido de óleo no reservatório. Entretanto, o manuseio do fluido produzido em ambientes marinhos é dificultado pelo espaço limitado na plataforma. Além disso, questões ambientais impedem que o fluido produzido contendo aditivos químicos seja descartado diretamente no mar. Desta forma, é importante que a injeção de polímeros em ambientes marinhos seja projetada para que o incremento no fator de recuperação de óleo seja maximizado, e que o volume total injetado de solução polimérica seja minimizado.

Este trabalho consistiu em um estudo laboratorial com o objetivo de avaliar e otimizar o método de recuperação avançada de petróleo através da injeção de solução polimérica aplicado a reservatórios carbonáticos localizadas em ambientes marinhos. A injeção contínua de polímeros foi avaliada como um método secundário de recuperação de óleo e os resultados foram comparados com a injeção convencional de água. As soluções poliméricas foram projetadas utilizando-se uma poliacrilamida parcialmente hidrolisada, e o meio poroso foi representado por rochas carbonáticas (coquina).

Os testes de deslocamento indicaram que o polímero tem papel fundamental no aumento da eficiência de varrido e na antecipação da produção de óleo. Embora a injeção de solução polimérica tenha atingido um fator de recuperação final de óleo superior àquele obtido com a injeção convencional de água, o incremento máximo de óleo foi atingido para um determinado volume poroso injetado, a partir do qual, a adição de polímero ao fluido de recuperação não se justifica.

Os resultados obtidos neste trabalho podem contribuir para o planejamento e customização da injeção de polímeros em reservatórios carbonáticos. Além disso, a determinação de um volume ótimo de injeção de solução polimérica pode auxiliar na análise da eficiência do método para que resultados ótimos sejam obtidos com um menor consumo de aditivos químicos.

Palavras Chave: Recuperação avançada de petróleo, Reservatório (carbonático), Polímeros, Meios porosos, Reologia

ABSTRACT

Polymer flooding is an enhanced recovery method applied to reduce the mobility of the aqueous phase, improving the oil sweep efficiency in the reservoir. However, the handling of the produced water in offshore environments is hampered by the limited platform space. Environmental issues also impede this produced water containing chemical additives from being discarded directly into the sea. In this way, it is essential designing the polymers flooding to offshore environments aiming to increase the oil recovery factor while the total injected/produced polymer solution is minimized.

This work consisted of a laboratorial study aiming to evaluate and optimize the enhanced oil recovery method through the injection of polymer solution applied to offshore carbonate reservoirs. The polymer was continuously injected as a secondary oil recovery method and the results were compared with a conventional waterflooding. The polymer solutions were designed using a partially hydrolysed polyacrylamide, and the porous medium was represented by carbonate rocks (coquina).

The displacement tests indicated that the polymer plays a fundamental role in increasing oil sweep efficiency and anticipating oil production. Although the injection of polymer solution has achieved a final oil recovery factor higher than that obtained with the conventional waterflooding, the maximum oil increment was established for a particular injected pore volume, from of which the addition of polymer to the recovery fluid is not justified.

The results obtained in this work can contribute to the planning and customization of a polymer flooding applied to carbonate reservoirs. The determination of an optimum volume of the polymer solution to be injected can also support the analysis of the efficiency of the method focusing on optimum results with lower consumption of chemical additives.

Key Word: Enhanced oil recovery, Carbonate reservoirs, Polymers, Porous materials, Rheology

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Perspectiva de crescimento na demanda mundial de energia primária.....	27
Figura 2.2 – Consumo mundial de petróleo entre 2005 e 2015.....	28
Figura 2.3 – Distribuição das reservas provadas de petróleo no Brasil em 2015 por localização	29
Figura 2.4 – Métodos de recuperação de petróleo implementados ao longo da vida produtiva do campo	30
Figura 2.5 – Viscosidade da solução polimérica em função da concentração e do tipo de polímero.....	41
Figura 2.6 – Viscosidade da solução polimérica (HPAM) em função da massa molar do polímero e da salinidade. Massa molar: A = 3×10^{-6} ; B = $5,5 \times 10^{-6}$	42
Figura 2.7 – Viscosidade da solução polimérica (5000 mg/L Flopaam 3330S / 5000 mg/L NaCl) em função do pH para diferentes taxas de cisalhamento.....	43
Figura 3.1 – Curva típica de permeabilidade relativa para um sistema bifásico água-óleo	56
Figura 3.2 – Ângulo de contato em um sistema água-óleo para: (a-c) uma gota de água cercada por óleo; (d-f) uma gota de óleo cercada por água	57
Figura 3.3 – Eficiência de varrido areal obtida através da injeção de água e da injeção de solução polimérica	59
Figura 3.4 – Exemplo de curvas de fluxo fracionário para a injeção de água e de polímero...	60
Figura 3.5 – Força de cisalhamento aplicada sobre um fluido entre duas placas.....	61
Figura 3.6 – Comportamento das curvas de fluxo para alguns tipos de fluidos.....	62
Figura 3.7 – Comparação gráfica entre os modelos reológicos <i>power law</i> e Carreau	64
Figura 3.8 – Modelo de um teste oscilatório	67
Figura 4.1 – Amostras de coquina selecionadas para a realização dos testes de deslocamento	72

Figura 4.2 – Protocolo de teste implementado nos testes de deslocamento	76
Figura 4.3 – Equipamentos utilizados no estudo reológico dos fluidos	79
Figura 4.4 – Pulverizador catódico utilizado para a deposição de uma camada de íons metálicos na superfície da amostra	84
Figura 4.5 – Microscópio eletrônico utilizado na análise de MEV	84
Figura 4.6 – Desenho esquemático da bancada experimental	85
Figura 4.7 – Foto da bancada experimental.....	85
Figura 4.8 – Desenho esquemático do porta-testemunho utilizado nos testes de deslocamento	86
Figura 4.9 – Interface do software do tomógrafo: topograma lateral e corte transversal.....	87
Figura 4.10 – Interface dos softwares utilizados no tratamento das imagens obtidas com o tomógrafo: Osiris Medical Imaging Software®, Versão 4.19, e MatLab® (R2011a).....	88
Figura 5.1 – Curvas de fluxo obtidas a 20 °C para as fases aquosa e oleica de cada experimento	89
Figura 5.2 – Viscosidade da solução polimérica em função da concentração de polímero a 7,3 s ⁻¹ de taxa de cisalhamento e 20 °C (a) linear-linear, (b) log-log (HPAM + SSW1).....	91
Figura 5.3 – Viscosidades reduzida e inerente da solução polimérica na região diluída a 7,3 s ⁻¹ de taxa de cisalhamento e 20 °C (HPAM + SSW1)	91
Figura 5.4 – Ensaio de viscosidade à taxa de cisalhamento constante	93
Figura 5.5 – Ensaio de curva de fluxo em regime permanente	94
Figura 5.6 – Ensaio de varredura de amplitude de deformação	95
Figura 5.7 – Ensaio de varredura de tempo	96
Figura 5.8 – Ensaio de varredura de frequência	97
Figura 5.9 – Validação da regra de Cox-Merz	98
Figura 5.10 – Ensaio de fluência e relaxação	99
Figura 5.11 – Ensaio de tensão limite de escoamento	100

Figura 5.12 – Ensaio de tixotropia para a taxa de cisalhamento (a) aumentando e depois reduzindo e (b) reduzindo e depois aumentando	100
Figura 5.13 – Classificação dos fluidos poliméricos utilizados nos testes de deslocamento .	102
Figura 5.14 – Modelagem reológica da solução polimérica de acordo com os modelos reológicos de (a) Carreau e (b) Ostwald-de Waele.....	103
Figura 5.15 – Perfil de porosidade obtido através de aquisições de tomografia computadorizada	104
Figura 5.16 – Permeabilidade absoluta à água para as amostras (a) H9 e (b) H17	105
Figura 5.17 – Diferencial de pressão ao longo do teste de deslocamento para a amostra H9 e amostra H17.....	106
Figura 5.18 – Curvas de permeabilidade relativa água-óleo obtidas na etapa de recuperação convencional para as amostras H9 e H17	110
Figura 5.19 – Curvas de fluxo fracionário obtidas nas etapas de recuperação convencional e de recuperação avançada para as amostras H9 e H17	111
Figura 5.20 – Perfil de saturação ao longo do teste de deslocamento para a amostra H9 e amostra H17.....	112
Figura 5.21 – Imagens de tomografia obtidas com a amostra H9 (fatia 13) e amostra H17 (fatia 8).....	115
Figura 5.22 – Histórico de saturação média do fluido injetado para os testes de deslocamento com as amostras H9 e H17	118
Figura 5.23 – Fator de recuperação de óleo obtido ao longo dos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras (a) H9 e (b) H17.	120
Figura 5.24 – Fator de recuperação de óleo obtido (a) no instante de irrupção e (b) no final da injeção do fluido de recuperação	122
Figura 5.25 – Volume incremental acumulado de óleo obtido na injeção de solução polimérica nos experimentos realizados com as amostras (a) H9 e (b) H17.....	123
Figura 5.26 – Vazão de óleo no efluente obtida através dos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras (a) H9 e (b) H17	124

Figura 5.27 – Razão água-óleo (RAO) em função do fator de recuperação de óleo obtida nos experimentos realizados com as amostras (a) H9 e (b) H17	125
Figura 5.28 – Corte de água acumulado obtido através dos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras (a) H9 e (b) H17	125
Figura 5.29 – Corte de água instantâneo obtido através dos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras (a) H9 e (b) H17	127
Figura 5.30 – Esquemático da retirada das amostras para o estudo de MEV.....	128
Figura 5.31 – Fatias obtidas para as amostras H9 e H17, antes e após o teste de deslocamento, com tratamento de ouro na superfície	128
Figura 5.32 – Fatias A e C da amostra H9 amplificada em 1500x.....	129
Figura 5.33 – Fatias A e D da amostra H17 amplificada em 1500x.....	129
 Figura E.1 – Representação, em escala de poro, do deslocamento de óleo por injeção de água em meio poroso (a) molhável à água e (b) molhável ao óleo.....	164
 Figura F.1 – Fatias A, B, C e D da amostra H9 amplificada em 80x.....	167
Figura F.2 – Fatias A, B, C e D da amostra H9 amplificada em 150x.....	167
Figura F.3 – Fatias A, B, C e D da amostra H9 amplificada em 300x.....	168
Figura F.4 – Fatias A, B, C e D da amostra H9 amplificada em 1500x.....	168
Figura F.5 – Fatias A, B, C e D da amostra H17 amplificada em 80x.....	169
Figura F.6 – Fatias A, B, C e D da amostra H17 amplificada em 150x.....	169
Figura F.7 – Fatias A, B, C e D da amostra H17 amplificada em 300x.....	170
Figura F.8 – Fatias A, B, C e D da amostra H17 amplificada em 1500x.....	170

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Produção mundial de hidrocarbonetos em milhões de barris por dia (MMbbl/d) e perspectiva futura	28
Tabela 2.2 – Critérios técnicos de seleção para injeção de polímeros	39
Tabela 2.3 – Injeção de polímeros nos Estados Unidos	49
Tabela 3.1 – Critérios utilizados na determinação da região de molhabilidade	57
Tabela 3.2 – Equação de fluxo para fluidos Newtoniano e não-Newtonianos	63
Tabela 3.3 – Modelos reológicos e equações de fluxo	64
Tabela 4.1 – Composição da água do mar sintética utilizada em cada experimento	73
Tabela 4.2 – Composição da fase óleo utilizada em cada experimento	74
Tabela 4.3 – Aditivos químicos utilizados na preparação dos fluidos	74
Tabela 4.4 – Materiais utilizados na execução dos testes de deslocamento	75
Tabela 4.5 – Solventes utilizados na etapa de limpeza das amostras de teste	77
Tabela 4.6 – Configurações do reômetro utilizado (Thermo Fisher Scientific 2008a)	79
Tabela 4.7 – Parâmetros utilizados no protocolo de cada varredura de tomografia	87
Tabela 5.1 – Propriedades dos fluidos utilizados nos experimentos (20 °C)	90
Tabela 5.2 – Viscosidade aparente média obtida após o tempo de regime permanente	93
Tabela 5.3 – Parâmetros obtidos de acordo com cada modelo reológico	102
Tabela 5.4 – Caracterização petrofísica das amostras de teste	104
Tabela 5.5 – Resultados obtidos ao longo do teste de deslocamento	108
Tabela 5.6 – Instante de irrupção da fase aquosa na recuperação convencional e na recuperação avançada para as amostras H9 e H17	114

Tabela 5.7 – Saturação média final do fluido injetado obtida por varredura de tomografia e por balanço de volume para as amostras H9 e H17	119
Tabela 5.8 – Fator de recuperação final de óleo obtido através dos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras H9 e H17	121
Tabela 5.9 – Fator de recuperação de óleo obtido para a injeção de água e para a injeção de solução polimérica no volume poroso injetado ótimo e ao fim da injeção	123
Tabela 5.10 – 97% de corte de água acumulado obtidos nos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras H9 e H17	126
Tabela 5.11 – 97% de corte de água instantâneo obtidos nos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras H9 e H17	127
 Tabela C.1 – Especificações técnicas utilizadas na determinação da janela experimental dos dados obtidos no reômetro.....	161
 Tabela D.1 – Parâmetros utilizados na determinação da velocidade ótima de injeção	163
 Tabela E.1 – Critérios utilizados por Craig (1971) para inferir a molhabilidade do meio poroso através da curva de permeabilidade relativa.....	165
 Tabela G.1 – Parâmetros utilizados no cálculo do número de Reynolds do escoamento	171

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMPS	2-acrilamido 2-metil propano sulfonato
API	American Petroleum Institute
BT	Irrupção do fluido injetado
EHT	Tensão de aceleração de elétrons
EOR	Recuperação avançada de petróleo
HPAM	Poliacrilamida parcialmente hidrolisada
HTHS	Alta temperatura e alta salinidade
IC-10	1-Iododecano
JBN	Johnson, Bossler e Naumann
MEV	Microscopia eletrônica de varredura
OOIP	Volume de óleo original na amostra
PF	Injeção de solução polimérica
RAO	Razão água-óleo
RVL	Região viscoelástica linear
SSW	Solução de água do mar sintética
TDS	Total de sólidos dissolvidos
TVP	Polímero termo viscosificante
VP _{inj}	Volume poroso injetado
WD	Distância de trabalho
WF	Injeção de água / solução salina

LISTA DE SÍMBOLOS

Letras Latinas

A	Área aberta ao fluxo	[cm ²]
c	Concentração de polímero	[mg/L]
c*	Concentração crítica de polímero	[mg/L]
d	Diâmetro	[cm]
f	Fluxo fracionário	[-]
F	Força	[N]
F _{Rec.}	Fator de recuperação	[%]
FR	Fator de resistência	[-]
FRR	Fator de resistência residual	[-]
F _τ	Fator geométrico ou fator de tensão	[Pa/Nm]
F _γ	Fator de cisalhamento	[s ⁻¹ /(rad/s)]
g	Aceleração da gravidade	[m/s ²]
G	Módulo de rigidez	[Pa]
G'	Módulo elástico ou de armazenamento	[Pa]
G''	Módulo viscoso ou de perda	[Pa]
G*	Módulo complexo	[Pa]
h	Altura	[m]
I	Inércia	[kg.m ²]
[I]	Intensidade de Raio-X	[watt/m ²]
I _r	Injetividade relativa	[-]
J	Compliância	[Pa ⁻¹]
k	Permeabilidade	[mD]
k _{abs}	Permeabilidade absoluta	[mD]
k _r	Permeabilidade relativa	[-]
K	Índice de consistência	[-]
L	Comprimento	[cm]
m	Massa	[g]
M	Razão de mobilidades	[-]
[M]	Massa molar média	[Dalton]
n	Índice de comportamento	[-]

N_c	Número capilar	[-]
N_f	Coeficiente de atrito	[-]
N_P	Volume acumulado de óleo produzido	[cm ³]
N_{PD}	Volume acumulado de óleo produzido normalizado	[-]
q	Vazão de injeção / produção	[cm ³ /s]
Q	Volume de fluido produzido	[cm ³]
r	Coeficiente de correlação	[-]
R	Raio do gânglio	[m]
R_a	Raio externo do cilindro	[m]
Re	Número de Reynolds	[-]
R_i	Raio interno do cilindro	[m]
S	Saturação de fluido	[%]
S_{or}	Saturação residual de óleo	[%]
S_{wi}	Saturação irreduzível de água	[%]
t	Tempo	[s]
t_{ss}	Tempo para atingir o regime permanente	[s]
T	Torque	[Nm]
U	Velocidade de injeção	[cm/s]
v	Velocidade	[m/s]
V	Volume de fluido	[cm ³]
V_{OOIP}	Volume de óleo original na amostra	[cm ³]
VP	Volume poroso	[cm ³]
V_s	Volume de sólidos	[cm ³]
V_t	Volume total	[cm ³]
W_{cut}	Corte de água	[%]
W_i	Volume acumulado de água injetada normalizado	[-]
W_P	Volume acumulado de água produzida normalizado	[-]

Letras Gregas

γ	Deformação	[-]
$\dot{\gamma}$	Taxa de cisalhamento	[s ⁻¹]
$\dot{\gamma}_c$	Taxa de cisalhamento crítica	[s ⁻¹]
δ	Ângulo de fase	[°]

ΔP	Diferencial de pressão	[Pa]
ε_c	Razão forças capilares-viscosas	[-]
ε_g	Razão forças gravitacionais-viscosas	[-]
η	Viscosidade aparente	[mPa.s]
η^*	Viscosidade complexa	[mPa.s]
η'	Viscosidade dinâmica	[mPa.s]
η''	Viscosidade imaginária	[mPa.s]
$[\eta]$	Viscosidade intrínseca	[cm ³ /g]
η_0	Viscosidade na taxa de cisalhamento nula	[mPa.s]
η_I	Viscosidade inerente	[cm ³ /g]
η_P	Viscosidade plástica	[mPa.s]
η_r	Viscosidade relativa	[-]
η_R	Viscosidade reduzida	[cm ³ /g]
η_s	Viscosidade do solvente	[cm ³ /g]
η_∞	Viscosidade na taxa de cisalhamento infinito	[mPa.s]
θ	Ângulo de contato rocha-fluido	[°]
λ	Mobilidade	[m ² /Pa.s]
Λ	Tempo de relaxação do polímero	[s]
μ	Viscosidade absoluta	[mPa.s]
ρ	Densidade	[g/cm ³]
σ	Tensão interfacial	[N/m]
τ	Tensão de cisalhamento	[Pa]
τ_0	Tensão crítica ou tensão limite de escoamento	[Pa]
ϕ	Porosidade	[%]
φ	Deslocamento angular	[rad]
ψ	Coeficiente de atenuação linear	[HU]
ψ_F	Coeficiente de atenuação linear do fluido	[HU]
ψ_R	Coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada	[HU]
ω	Frequência oscilatória angular	[rad/s]
Ω	Velocidade angular	[s ⁻¹]

Subíndices

o	Óleo
pol	Solução polimérica
w	Água, solução salina

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	22
1.1. Motivação.....	23
1.2. Objetivos	24
1.3. Organização do Manuscrito	25
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	27
2.1. Cenário Energético Mundial	27
2.2. Petróleo no Brasil.....	29
2.3. Métodos de Recuperação de Petróleo	30
2.4. Injeção de Polímeros	31
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	51
3.1. Carbonatos.....	51
3.2. Petrofísica.....	53
3.3. Molhabilidade	56
3.4. Razão de Mobilidades e Fluxo Fracionário	58
3.5. Reologia e Reometria.....	61
4. METODOLOGIA E APLICAÇÕES	72
4.1. Materiais.....	72
4.2. Protocolo de testes.....	75
4.3. Bancada Experimental	85
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	89
5.1. Projeto de Fluidos e Caracterização Reológica	89
5.2. Preparação das Amostras e Petrofísica Básica	103

5.3. Teste de Deslocamento	105
5.4. Microscopia Eletrônica de Varredura	127
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	131
6.1. Conclusões	131
6.2. Recomendações.....	133
REFERÊNCIAS	135
APÊNDICE A – Cálculo da Permeabilidade Relativa pelo método JBN	152
APÊNDICE B – Tomografia Computadorizada e a Indústria do Petróleo	155
APÊNDICE C – Janela Experimental para os Dados Obtidos Através do Reômetro.....	158
APÊNDICE D – Determinação da Vazão de Injeção nos Testes de Deslocamento	162
APÊNDICE E – Metodologia Para Inferir a Molhabilidade da Amostra.....	164
APÊNDICE F – Microscopia Eletrônica de Varredura.....	166
APÊNDICE G – Cálculo da perda de carga	171

1. INTRODUÇÃO

Os campos de petróleo localizados em ambientes marinhos (*offshore*), especialmente em águas profundas, representam uma fonte de energia significativa capaz de suprir a demanda mundial por petróleo nas próximas décadas (Al-Adasani 2012). Entretanto, diferentemente dos campos terrestres (*onshore*), o desenvolvimento destes campos caracteriza-se por custos mais elevados, além de problemas com logística, disponibilidade de espaço na plataforma, e restrições ambientais (Bondor *et al.* 2005).

Inicialmente, a produção de petróleo pode ocorrer através da energia primária do reservatório. Entretanto, para manter a pressão de poro e, conseqüentemente, a produção de petróleo, faz-se necessária a injeção de fluidos externos. Devido à maior disponibilidade e menor custo de implementação, a injeção convencional de água é o método de recuperação utilizado com maior frequência em ambientes *offshore* (Shecaira 2002). Todavia, em reservatórios carbonáticos caracterizados por heterogeneidades e tendência de molhabilidade mista ou preferencial ao óleo, este método mostra-se pouco eficiente (Taber e Martin 1983; Sheng *et al.* 2015). Dessa forma, um volume substancial de óleo não é produzido, ficando trapeado em regiões não varridas do reservatório, tornando-se alvo de práticas de recuperação avançada (Alvarado e Manrique 2010).

Dentre os métodos de recuperação avançada com potencial para superar/reduzir este problema, destacam-se os métodos químicos, em especial a injeção de solução polimérica. Este método de recuperação fundamenta-se no aumento da eficiência de varrido do fluido de recuperação em relação ao método convencional (injeção de água). Esta melhora na eficiência de varrido é obtida através da adição de polímeros solúveis em água, responsáveis pelo aumento na viscosidade do fluido injetado e redução da razão de mobilidade entre os fluidos deslocante e deslocado (Sheng 2011; 2015).

A injeção de solução polimérica também se caracteriza por atenuar o efeito negativo da heterogeneidade do reservatório na produção de óleo. Isso ocorre, pois, a viscosidade aparente de um fluido pseudoplástico (comportamento típico de soluções poliméricas) é inversamente proporcional à taxa de cisalhamento. Sendo assim, quanto menor a taxa de cisalhamento (poros de diâmetros maiores), maior a viscosidade aparente da solução polimérica e, conseqüentemente, menor a velocidade de escoamento da solução polimérica no meio poroso. Desta forma, o fluido injetado é redirecionado para regiões não-varridas do

reservatório, deslocando o óleo presente nestas regiões e aumentando o fator de recuperação (Lake 1989).

As propriedades viscosificantes do polímero, entretanto, são diretamente influenciadas pela salinidade e pela dureza da água utilizada no preparo da solução polimérica. Em ambientes *offshore*, os fluidos com maior disponibilidade (e menor custo) restringem-se à água do mar, água produzida e, em alguns casos, água de aquíferos. Consequentemente, conhecer a salinidade da água de preparo da solução polimérica é de fundamental importância para a aplicação deste método de recuperação, especialmente quando poliacrilamidas são utilizadas (Sorbie 1991).

Apesar da sensibilidade à salinidade da água de preparo, a poliacrilamida parcialmente hidrolisada (HPAM) é o polímero mais utilizado em aplicações de injeção de soluções poliméricas no mundo, principalmente devido à sua característica viscoelástica, menor custo e maior disponibilidade (Sorbie 1991; Standnes e Skjevrak 2014).

A análise de viabilidade de implementação da injeção de solução polimérica, assim como para outros métodos de recuperação avançada (EOR), é específica para as características de um reservatório alvo (temperatura, litologia, espessura da formação, permeabilidade, viscosidade do óleo, salinidade da água de formação, etc.). Portanto, os critérios utilizados em uma aplicação bem-sucedida em reservatórios *onshore* podem não ser atrativos para reservatórios *offshore*. Sendo assim, o planejamento apropriado deste método de recuperação avançada, incluindo a determinação e análise das propriedades rocha-fluido, o projeto da solução polimérica, a realização de testes de deslocamento em laboratório e a simulação do reservatório, pode reduzir as incertezas e os riscos técnicos e econômicos inerentes ao processo.

1.1. Motivação

Os reservatórios carbonáticos são responsáveis por grande parte da produção mundial de óleo e gás. Além disso, mais da metade das reservas mundiais destes recursos estão presentes neste tipo de rocha reservatório (Montaron 2008; WEO 2013).

Fatores como a heterogeneidade e a presença de canais de alta permeabilidade (incluindo fraturas), característicos de rochas carbonáticas, fazem com que o fluido injetado percorra preferencialmente o caminho de menor resistência ao escoamento, atingindo precocemente o poço produtor. A injeção de solução polimérica pode mitigar este fenômeno, através do deslocamento do fluido injetado para regiões não-varridas, e aumentar o fator de recuperação de óleo.

Devido à logística, a injeção de água é o método de recuperação mais implementado em reservatórios *offshore*. Entretanto, quando a razão de viscosidades entre o óleo e a fase aquosa é desfavorável, este método é pouco eficiente, deixando um volume considerável de óleo no reservatório. Portanto, o potencial para o aumento na recuperação de petróleo através da implementação de métodos EOR é alto. A adição de polímeros ao fluido de recuperação aumenta a viscosidade do fluido injetado, auxiliando na eficiência de varrido deste fluido em relação ao óleo.

Apesar dos benefícios decorrentes da aplicação da injeção de polímeros na recuperação de óleo, questões ambientais impedem que o fluido produzido contendo aditivos químicos seja descartado diretamente em ambientes marinhos (Xie *et al.* 2017). Portanto, é importante que o projeto deste método de recuperação seja bem dimensionado, para que o volume injetado de solução polimérica não seja superior ao necessário.

1.2. Objetivos

Com os resultados deste trabalho espera-se:

- Avaliar a eficiência do método químico de recuperação avançada por injeção de solução polimérica em rochas carbonáticas com vistas a reservatórios localizados em ambientes marinhos;
- Projetar um fluido de recuperação com base na composição da água do mar e analisar o seu comportamento quando injetado em amostras de rochas de carbonato;
- Verificar a influência da solução de água do mar sintética nas propriedades reológicas do fluido de recuperação;
- Caracterizar as amostras de rocha carbonática através de imagens de tomografia computadorizada de Raios-X e microscopia eletrônica de varredura (MEV);
- Monitorar o escoamento dos fluidos no meio poroso através de varredura de tomografia em testes de deslocamento, e verificar a eficiência do polímero no controle da mobilidade do fluido injetado, na antecipação da produção de óleo, bem como na redução do volume de fluido injetado e da razão água-óleo no efluente;
- Comparar a eficiência dos métodos de recuperação secundária convencional (injeção de água) e avançada (injeção de polímeros) em rochas carbonáticas;
- Apresentar uma estratégia para a injeção de solução polimérica visando uma melhor eficiência, buscando assim contribuir para a aplicação do método em reservatórios marinhos;

- Comparar a influência do uso de dopante como intensificador de contraste em varreduras de tomografia na fase aquosa e na fase oleica;
- Analisar a interação do polímero com a rocha após o teste de deslocamento através de microscopia eletrônica de varredura.

1.3. Organização do Manuscrito

O trabalho desenvolvido é apresentado em seis capítulos e sete apêndices.

No Capítulo 2 é apresentada a revisão da literatura. Neste capítulo, o cenário energético mundial, incluindo dados de produção, consumo e a perspectiva de crescimento para os próximos anos são apresentados. Além disso, a classificação dos diferentes métodos de recuperação de petróleo foi realizada com ênfase especial aos métodos químicos de recuperação avançada, e particularmente à injeção de polímeros. A partir de dados publicados, realizou-se, também, uma extensa revisão referente à implantação deste método em projetos piloto e aplicações de campo.

O Capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica. Neste capítulo são apresentados alguns conceitos utilizados na execução deste trabalho que podem auxiliar na melhor compreensão do leitor. A classificação das rochas carbonáticas, e as propriedades petrofísicas e de escoamento em meio poroso são detalhadas. Além disso, é apresentada uma visão geral sobre as propriedades reológicas das soluções poliméricas, incluindo as técnicas de reometria disponíveis para a caracterização do fluido.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia aplicada no desenvolvimento do trabalho. Os materiais e os equipamentos utilizados são indicados, e o protocolo de testes é detalhadamente descrito. Além disso, apresenta-se a bancada experimental utilizada na execução dos testes de deslocamento.

O Capítulo 5 contém os resultados obtidos ao longo deste trabalho. Neste capítulo, são apresentados os resultados do projeto, caracterização e modelagem reológica dos fluidos utilizados, além dos resultados obtidos em dois testes de deslocamento seguindo o protocolo de teste proposto. Este capítulo também contempla os resultados obtidos no estudo da superfície das amostras aplicando-se a tecnologia de microscopia eletrônica de varredura.

O Capítulo 6 sumariza as conclusões do trabalho, além de fornecer sugestões para trabalhos posteriores.

O Apêndice A apresenta a metodologia utilizada para a determinação da permeabilidade relativa em regime transiente para as amostras utilizadas nos testes de deslocamento.

O Apêndice B introduz os conceitos e aplicações relacionados à utilização da tomografia computadorizada no monitoramento da frente de saturação de fluidos no decorrer do processo de injeção e deslocamento de fluidos.

No Apêndice C é apresentada a metodologia aplicada para a validação dos dados obtidos através do reômetro, a fim de se minimizar erros experimentais.

No Apêndice D, o método utilizado para a determinação de uma vazão de injeção ótima a ser aplicada nos testes de deslocamento é apresentado.

O Apêndice E apresenta a metodologia utilizada para inferir a molhabilidade do meio poroso através de curvas de permeabilidade relativa.

No Apêndice F são apresentadas as imagens obtidas no estudo de microscopia eletrônica de varredura.

No Apêndice G, o cálculo da perda de carga nos capilares de injeção/produção do aparato experimental é apresentado.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Cenário Energético Mundial

Os combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão) respondem por mais de 80% da matriz energética mundial e continuarão sendo a principal fonte energética a curto, médio e longo prazo (Repsol 2015).

A Figura 2.1 apresenta a perspectiva de crescimento na demanda mundial de energia primária e a sua distribuição entre as diferentes fontes.

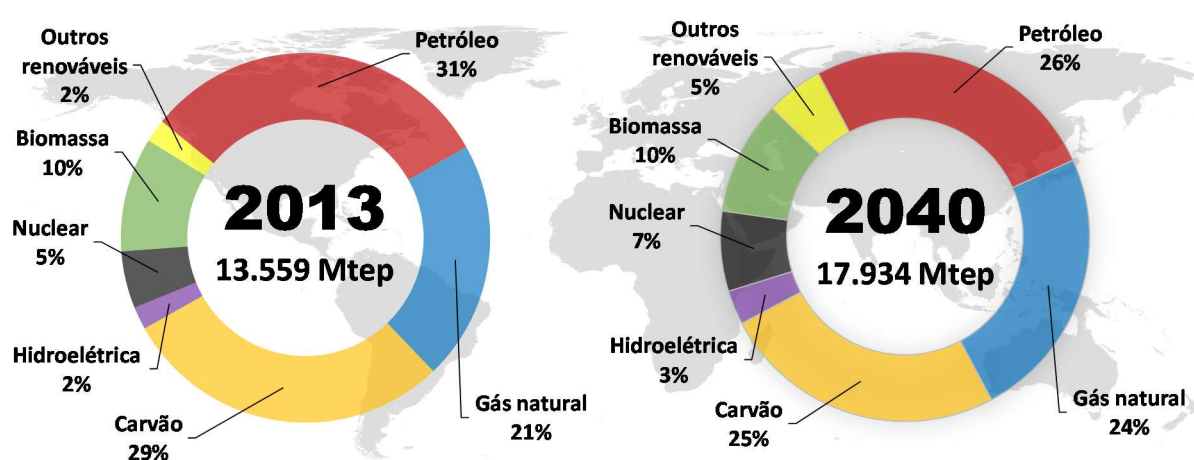


Figura 2.1 – Perspectiva de crescimento na demanda mundial de energia primária (Adaptado de: Repsol 2015)

De acordo com a Figura 2.1, é esperado um aumento de 32,27% (em milhões de toneladas de petróleo equivalente – Mtep) na demanda mundial de energia primária até 2040. Com relação ao petróleo, embora seja esperada uma redução percentual, em valores absolutos, o aumento estimado até 2040 é de 10,93%.

A Figura 2.2 apresenta o consumo mundial de petróleo entre 2005 e 2015 em diferentes regiões. Pode ser observado que, apesar de América do Norte, Europa e Eurásia terem apresentado crescimento negativo em 10 anos, houve um aumento de 12,14% no consumo total de petróleo, passando de 84,7 para 95,0 milhões de barris de petróleo por dia (MMbbl/d). Aumento este influenciado pelo crescimento no Oriente Médio e na Ásia (Pacífico).

Na Tabela 2.1 é apresentada a produção mundial de hidrocarbonetos detalhada entre as diferentes fontes e a perspectiva para os próximos anos. Pode-se observar que, em estágios avançados da vida produtiva dos campos existentes (campos maduros), estes passam a apresentar produção declinante. Portanto, para atender à crescente demanda, é necessário que

este declínio seja compensado por novas fontes de hidrocarbonetos (Alvarado e Manrique 2010; WEO 2013; Sheng *et al.* 2015).

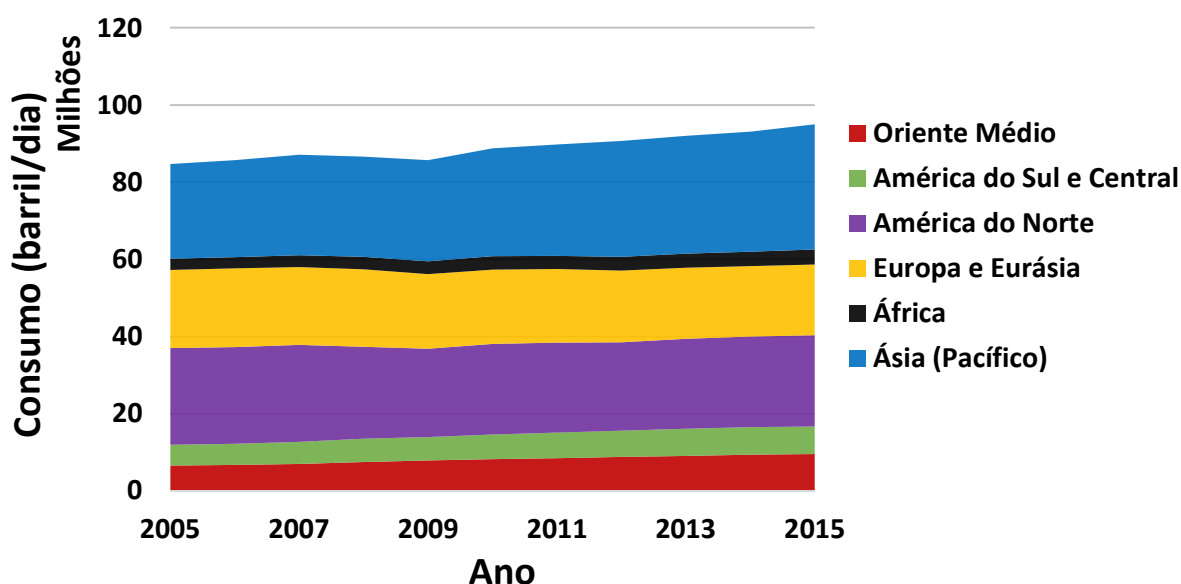


Figura 2.2 – Consumo mundial de petróleo entre 2005 e 2015 (Adaptado de: BP 2016)

Tabela 2.1 – Produção mundial de hidrocarbonetos em milhões de barris por dia (MMbbl/d) e perspectiva futura (Adaptado de: WEO 2013)

	2000	2012	2020	2025	2030	2035
Óleo convencional	66,0	69,4	67,7	66,6	65,5	65,4
Campos existentes	64,5	68,0	50,9	40,9	32,8	27,1
Campos conhecidos, mas não em produção	-	-	13,9	16,6	18,1	19,8
Campos a serem descobertos	-	-	1,4	7,2	12,3	15,9
EOR	1,5	1,3	1,5	1,8	2,2	2,7
Gás natural	7,8	12,7	14,8	15,9	16,8	17,7
Óleo não-convencional	1,4	5,0	10,4	12,5	14,2	15,0
Total	75,2	87,1	92,8	95,0	96,5	98,1

Apesar do aumento na produção de gás natural e de óleo não-convencional, será também necessário o desenvolvimento de campos já conhecidos (mas não em produção) e de campos a serem descobertos. Entretanto, a taxa de descoberta de novos campos vem reduzindo consideravelmente desde os anos 60 (WEO 2013). Sendo assim, o interesse em aumentar o fator de recuperação de campos maduros, através da aplicação de métodos de recuperação avançada (EOR), é cada vez maior (Montaron 2008; Sheng 2011).

Segundo Al-Adasani (2012), o avanço em tecnologias de recuperação avançada será capaz de satisfazer a demanda mundial de energia por algumas décadas. Estima-se que 300 bilhões de barris de óleo incremental possam ser recuperados através da aplicação de métodos EOR (WEO 2013).

2.2. Petróleo no Brasil

Nas últimas décadas, grandes reservas de petróleo foram descobertas no Brasil em ambientes marinhos, entre elas as bacias de Campos e de Santos, confirmando o Brasil como um dos principais países de óleo e gás no mundo (WEO 2013).

No final de 2015, as reservas provadas de petróleo no Brasil totalizavam 13 bilhões de barris de óleo equivalente (boe). Na Figura 2.3 é apresentada a distribuição destas reservas de acordo com a localização. Pode ser observado que quase 95% das reservas brasileiras estão localizadas em ambientes marinhos, enquanto pouco mais de 5% estão localizadas em ambientes terrestres.

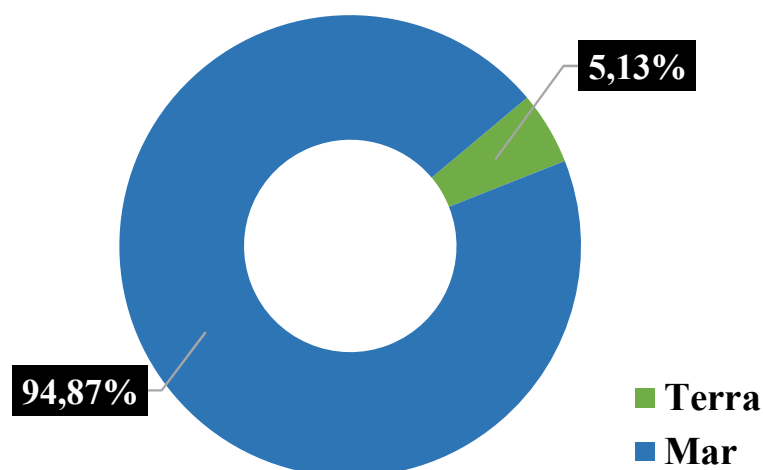


Figura 2.3 – Distribuição das reservas provadas de petróleo no Brasil em 2015 por localização (Adaptado de: ANP 2016)

Esta localização majoritariamente marinha faz com que o número de possíveis alternativas para a extração deste petróleo seja reduzido. Em 2010, a injeção de água¹ era responsável por 74% de toda atividade de recuperação em reservatórios marinhos no Brasil (Alvarado e Manrique 2010).

¹ A expressão “injeção de água” pode referir-se à injeção de: solução salina, salmoura, água do mar, água produzida e/ou água de aquífero.

2.3. Métodos de Recuperação de Petróleo

Ao longo da vida produtiva do campo, diversos métodos de recuperação podem ser aplicados para extrair o petróleo do reservatório. Estes métodos podem ser classificados em: recuperação primária, secundária e terciária, conforme Figura 2.4.

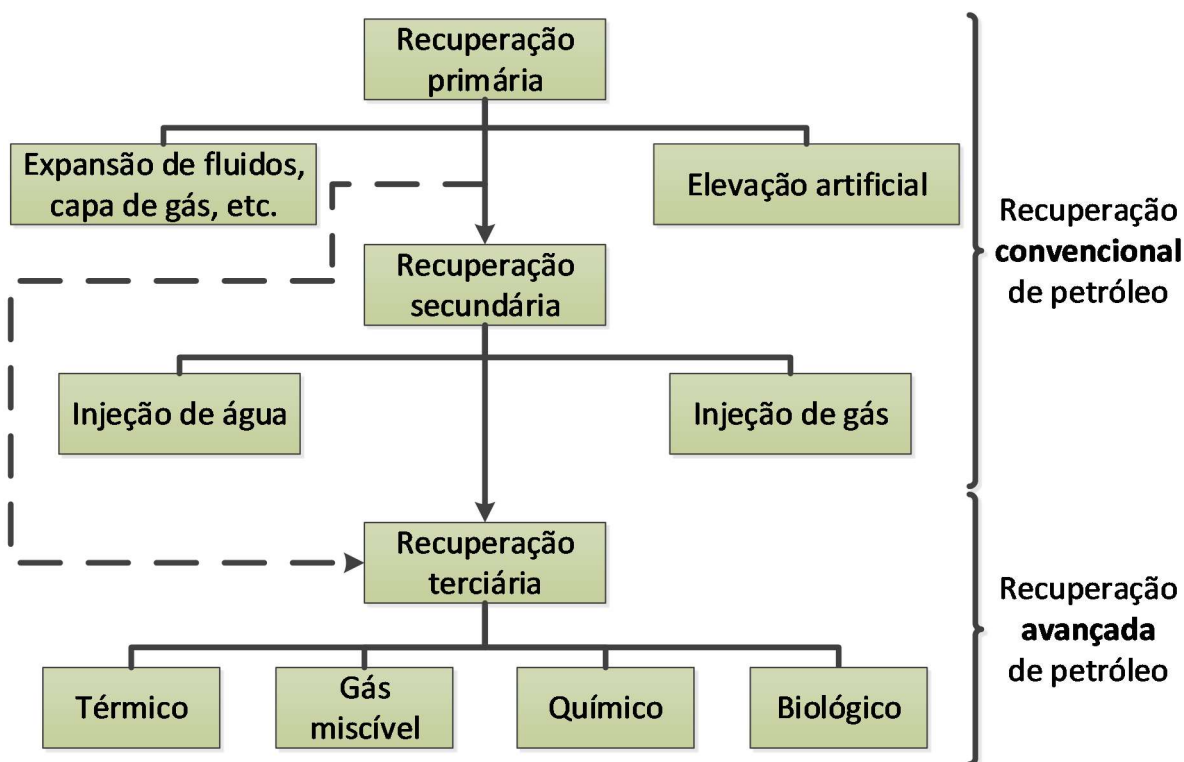


Figura 2.4 – Métodos de recuperação de petróleo implementados ao longo da vida produtiva do campo (Adaptado de: Leonard 1986)

Na recuperação primária, a extração do petróleo é obtida através da energia primária do reservatório, como expansão de fluidos, capa de gás, presença de aquífero. Na recuperação secundária, fluidos externos como gás e/ou água são injetados com o intuito de manter a pressão no reservatório e deslocar o hidrocarboneto em direção aos poços produtores. Na recuperação terciária, a produção de petróleo ocorre através da injeção de fluidos especiais como aditivos químicos e gases miscíveis, ou energia térmica, visando recuperar o óleo remanescente no reservatório após a aplicação dos métodos convencionais.

Por muito tempo, a recuperação terciária de petróleo foi sinônimo de recuperação avançada ou melhorada (Taber *et al.* 1997). Entretanto, as recuperações primária e secundária também podem ser alvo de melhorias ou aperfeiçoamentos. A elevação artificial, por exemplo, é um aperfeiçoamento da recuperação primária. Além disso, as operações de recuperação não seguem necessariamente a cronologia indicada, ou seja, o projeto pode passar da recuperação primária para uma recuperação terciária (representando neste caso uma recuperação secundária

avançada), ou iniciar diretamente na recuperação secundária (Leonard 1986; Green e Willhite 1998).

O conceito de recuperação avançada de petróleo é utilizado quando a produção deste é obtida através da injeção de componentes que normalmente não estão presentes no reservatório (Lake 1989; Taber *et al.* 1997). Para Saleh e colaboradores (2014), qualquer método capaz de produzir o óleo remanescente no reservatório, mesmo após a aplicação de métodos convencionais, seja por tensão interfacial água-óleo alta, viscosidade do óleo alta, e/ou heterogeneidade do reservatório, pode ser denominado como método de recuperação avançada.

Os métodos químicos de recuperação avançada caracterizam-se pela injeção, no reservatório, de aditivos químicos como soluções poliméricas, surfactantes e álcalis, separadamente ou em uma possível combinação entre estes.

Os polímeros são adicionados à água de injeção com o intuito de aumentar a sua viscosidade e, conseqüentemente, desacelerar a irrupção do fluido injetado no poço produtor, antecipando a produção de óleo.

Surfactantes são adicionados ao fluido de recuperação com o objetivo de reduzir a tensão interfacial água-óleo e as forças capilares, resultando na produção de óleo incremental (Lake 1989).

Os álcalis são injetados no reservatório objetivando-se reduzir a tensão interfacial água-óleo e a adsorção do surfactante. Além disso, soluções alcalinas de alto pH reagem com o óleo, formando surfactantes *in-situ*. Sendo assim, os mesmos benefícios da adição de surfactantes são obtidos com os álcalis, porém com um menor consumo de aditivos químicos (Green e Willhite 1998).

2.4. Injeção de Polímeros

A injeção de solução polimérica em reservatórios de petróleo é o método químico de recuperação avançada mais utilizado no mundo (Sheng *et al.* 2015). Além disso, devido à redução no volume produzido de água e conseqüente redução nos custos com tratamento e descarte da água produzida em ambientes marinhos, a injeção de solução polimérica é, provavelmente, o método de recuperação avançada mais viável *offshore* (Shecaira *et al.* 2002).

Polímeros solúveis em água são adicionados ao fluido de recuperação visando aumentar a viscosidade da fase aquosa e reduzir a sua mobilidade em relação ao óleo. Uma razão de mobilidades desfavorável resulta em uma frente de avanço instável do fluido injetado. O controle dessa frente de avanço aumenta a eficiência de deslocamento e a eficiência de varrido areal e vertical, desacelera a produção de água no poço produtor e antecipa a produção

de óleo (Taber e Martin 1983; Sorbie 1991; Wang *et al.* 2006; Silva *et al.* 2007; Al-Adasani e Bai 2011; Al-Adasani 2012; Han *et al.* 2014).

Além disso, dependendo do tipo de polímero, a permeabilidade efetiva da rocha matriz à fase aquosa é reduzida, enquanto a permeabilidade efetiva ao óleo permanece relativamente inalterada (Taber e Martin 1983). Esta redução é causada pela adsorção da molécula do polímero à superfície mineral da rocha, e é considerada um processo irreversível, ou seja, mesmo após uma injeção subsequente de água, a redução na permeabilidade efetiva se mantém.

Em se tratando de reservatórios heterogêneos, a solução polimérica injetada tende a percorrer preferencialmente os canais mais permeáveis, e está susceptível à mecanismos de adsorção e/ou retenção, ou filtração. O bloqueio destes canais preferenciais resulta em uma correção do perfil de injetividade do poço, através do rearranjo dos fluidos *in-situ*, desviando o fluxo para regiões não varridas do reservatório (Chang 1978; Sorbie 1991; Silva *et al.* 2007). De acordo com Lake (1989), esta característica de bloqueio seletivo dos canais que alguns polímeros proporcionam pode ser ainda mais importante do que o controle da mobilidade.

Embora não haja consenso que a injeção de solução polimérica atue sobre a saturação residual de óleo, alguns autores defendem que a injeção de polímero é capaz de produzir óleo incremental em relação à injeção de água pois a solução polimérica atua diretamente sobre a saturação de óleo remanescente, aumentando a eficiência de varrido e a área contatada (Chang 1978; Taber e Martin 1983; Carcoana 1992; Huh e Pope 2008; Al-Adasani 2012; Sheng *et al.* 2015). Essa melhora na eficiência de varrido faz com que o óleo seja recuperado mais rapidamente ou de forma mais econômica (Sorbie 1991; Silva *et al.* 2007). De acordo com Wang *et al.* (2003), devido à antecipação na produção de óleo e à redução nos custos com o tratamento da água produzida, a injeção de solução polimérica pode ser mais viável do que a injeção de água.

Wang *et al.* (2000) realizaram experimentos utilizando amostras de rocha de arenito do campo de Daqing e obtiveram uma recuperação incremental de óleo de 7 a 14 %OOIP em relação à injeção de água. Eles atribuíram este resultado à melhora na eficiência de deslocamento microscópica. De acordo com Taber e Martin (1983), um incremento de 4 a 10% de óleo, em relação à injeção de água, é esperado. Han e colaboradores (2014) reportaram 11% de recuperação incremental de óleo com injeção de polímeros em amostras de rocha de carbonato. Para Silva *et al.* (2007), o aumento na recuperação de óleo pode variar de 2 a 20%. Entretanto, mesmo um incremento de 2% pode ser economicamente atrativo, dependendo do volume original de óleo no reservatório.

2.4.1. Critérios de Seleção

A análise dos critérios de seleção é o primeiro passo para avaliar o potencial de aplicação das técnicas de recuperação avançada em um determinado reservatório.

A maioria dos projetos de EOR, além de caracterizarem-se por grandes incertezas, requerem um investimento anterior. Portanto, para uma aplicação específica, é essencial que o método de recuperação avançada mais adequado seja escolhido.

Para auxiliar nesta decisão, diversos critérios de seleção foram desenvolvidos (Taber e Martin 1983; Taber *et al.* 1997; Bourdarot e Ghedan 2011; Saleh *et al.* 2014). Estes critérios foram elaborados a partir de dados técnicos e econômicos de aplicações bem sucedidas, e podem fornecer uma visão geral com relação a todos os métodos de recuperação avançada conhecidos.

Comparando-se as propriedades dos fluidos e as características do reservatório de interesse com resultados obtidos em aplicações anteriores, é possível ter uma indicação do melhor método EOR para que bons resultados sejam alcançados (Al-Bahar *et al.* 2004; Bourdarot e Ghedan 2011; Saleh *et al.* 2014).

A ideia dos critérios de seleção, entretanto, não é impor limites à aplicação de um determinado método EOR, uma vez que estes limites são constantemente desafiados pelo avanço do conhecimento científico. Da mesma forma, mesmo que todos os critérios de seleção sejam atendidos, o sucesso da aplicação do método EOR também não é garantido (Taber e Martin 1983).

Taber *et al.* (1997) apresentaram uma revisão de Taber e Martin (1983), propondo critérios de seleção baseados em informações de laboratório e de campo. Neste trabalho, os critérios foram determinados a partir das propriedades do reservatório e do óleo presente em projetos bem-sucedidos.

Muitos trabalhos foram publicados posteriormente (Al-Bahar, *et al.* 2004; Bourdarot e Ghedan 2011; Al-Adasani 2012; Saleh *et al.* 2014; Sheng 2015), sempre buscando atualizar os critérios de seleção a partir de novos experimentos de laboratório e de campo, e do avanço da tecnologia.

Kang *et al.* (2014) reuniram 20 casos (reportados na literatura) de aplicações bem-sucedidas de métodos EOR em reservatórios localizados em ambientes marinhos (campo e piloto). A partir da análise dos dados, eles propuseram um critério de seleção do ponto de vista de reservatórios *offshore*.

Saboorian-Jooybari e colaboradores (2015) apresentaram uma revisão dos critérios de seleção com ênfase na injeção de solução polimérica em reservatórios de óleo pesado². A partir da análise de dados disponíveis na literatura (laboratório, piloto e campo), eles determinaram um critério de seleção específico para este tipo de óleo.

Bourdarot e Ghedan (2011), baseando-se nos critérios de seleção de Taber *et al.* (1997) e em resultados posteriores reportados na literatura, propuseram um novo critério de seleção específico para reservatórios carbonáticos localizados em ambientes marinhos.

Antes de implementar um projeto de injeção de polímeros é necessário um estudo detalhado das propriedades da rocha e dos fluidos, e da localização do reservatório. Dentre os parâmetros que podem impactar no sucesso deste método podem ser citados: viscosidade do óleo, temperatura e profundidade do reservatório, salinidade e presença de íons bivalentes na água de injeção/formação, saturação de óleo móvel, permeabilidade da rocha, litologia, presença de argila e heterogeneidade da formação.

Viscosidade do óleo

A injeção de polímeros é indicada para óleos cujas viscosidades variam de baixa a moderada. Uma preocupação com relação aos óleos de alta viscosidade é a maior concentração de polímero necessária para um melhor controle da mobilidade da água. Soluções poliméricas mais concentradas têm, além de problemas econômicos, problemas de injetividade (Chang 1978).

Nos últimos anos, porém, devido a bons resultados obtidos com a perfuração de poços horizontais, a injeção de polímeros tem despertado interesse, também, em reservatórios de óleo pesado (Zaitoun *et al.* 1998; Wassmuth, *et al.* 2009; Hincapie *et al.* 2011).

Temperatura e profundidade do reservatório

A profundidade do reservatório só é um fator crítico quando está relacionada à temperatura (Carcoana 1992). Geralmente, reservatórios profundos, especialmente em campos *offshore*, estão associados a temperaturas mais elevadas (Chang 1978).

É desejável que o polímero permaneça estável em condições de reservatório por um longo período. Entretanto, quanto maior a temperatura, maiores são os problemas relacionados à degradação e à precipitação do polímero, especialmente em ambientes onde oxigênio,

² Os óleos pesados (*heavy oil*) possuem alta viscosidade em condições de reservatório, e densidade API variando entre 10 e 22,3 °API (API Gravity 2015).

microrganismos, íons ferro e/ou íons bivalentes estão presentes (Chang 1978; Taber e Martin 1983; Han *et al.* 2014).

Salinidade e presença de íons bivalentes na água de formação

Quando sais (eletrólitos) são adicionados à solução polimérica, eles se dissociam em íons. Os cátions em solução reagem com as cargas negativas do polímero, reduzindo a força de repulsão entre elas. Desta forma, a cadeia polimérica se contrai, impactando negativamente na eficiência viscosificante do polímero.

Esse fenômeno é mais significativo na presença de íons multivalentes do que de íons monovalentes. Entretanto, a salinidade não é um parâmetro crítico para a implementação de um projeto de injeção de polímeros. De acordo com Sorbie (1991), a salinidade é utilizada apenas como parâmetro para a seleção do tipo de polímero.

Saturação de óleo móvel

Espera-se que a injeção de polímeros melhore a eficiência de varrido volumétrica de óleo, entretanto, a eficiência de deslocamento não é significativamente alterada (Carcoana 1992). Sendo assim, é importante que a saturação de óleo móvel, antes da injeção de polímeros, esteja bem acima da saturação residual de óleo.

A aplicação precoce da injeção de polímeros como um método de recuperação secundário, ou seja, na saturação máxima de óleo pode proporcionar maiores chances de sucesso (Chang 1978; Taber e Martin 1983; Carcoana 1992; Taber *et al.* 1997; Standnes e Skjevrak 2014). Huh e Pope (2008) realizaram testes de deslocamento em amostras de rocha de arenito e obtiveram menores saturações residuais de óleo, para uma mesma amostra, quando a injeção de polímeros foi aplicada de modo secundário do que de modo terciário (após a injeção de água). Eles atribuíram este resultado à maior eficiência do polímero em drenar o volume de óleo no poro, anteriormente ao aprisionamento do óleo residual.

Permeabilidade da rocha

As injeções químicas são aplicáveis a reservatórios cujas permeabilidades variam de moderada a alta (Taber e Martin 1983). De acordo com Abou-Kassem (1999), quanto maior a permeabilidade do reservatório, maior o fator de recuperação obtido com injeção de polímeros. Entretanto, há um consenso de que formações altamente fraturadas devam ser evitadas (Sheng *et al.* 2015).

Formações de permeabilidade baixa apresentam problemas de injetividade e, devido a limites operacionais, em algumas situações é necessária a redução da taxa de injeção. Com esta redução, o tempo de aplicação do projeto pode ser prolongado para além do limite econômico (Rosa *et al.* 2006). Além disso, baixas permeabilidades também podem aumentar o cisalhamento do polímero, resultando na sua degradação mecânica (Chang 1978).

Bennetzen e colaboradores (2014) realizaram testes de deslocamento em amostras de rocha de carbonato fortemente molháveis ao óleo e de baixa permeabilidade (0,3-28mD). Eles reportaram que, apesar da permeabilidade baixa, os experimentos não apresentaram problemas de injetividade, e atribuíram o resultado à molhabilidade das amostras. De acordo com eles, a forte molhabilidade ao óleo faz com que um filme de óleo se forme na superfície dos poros, dificultando a adsorção do polímero.

Litologia

Embora a maioria dos projetos de injeção de polímeros tenha sido implementada em reservatórios de rochas areníticas, a aplicação da injeção polimérica não deveria ser limitada apenas a este tipo de formação. Algumas aplicações em reservatórios de rochas carbonáticas também apresentaram resultados encorajadores (Chang 1978; Taber *et al.* 1997; Manrique *et al.* 2007).

Uma pesquisa realizada por Sheng *et al.* (2015) apontou que, de 733 projetos de injeção polimérica em 24 países, menos de 1/7 foram implementados em reservatórios carbonáticos e destes, apenas 8 em ambientes *offshore*.

O menor número de aplicações de injeção de polímeros em reservatórios carbonáticos se deve à heterogeneidade desse tipo de rocha, a presença de fraturas e a sua baixa permeabilidade de matriz (Sheng *et al.* 2015).

Outra preocupação com relação à utilização de polímeros em rochas carbonáticas é o fato de os polímeros aniônicos adsorverem-se mais facilmente à esse tipo de rocha. Devido à carga positiva de sua superfície, o carbonato de cálcio tende a ter maior afinidade com o polímero do que a sílica (Carcoana 1992). Entretanto, Han *et al.* (2014) realizaram testes de compatibilidade utilizando 18 tipos de polímero, e encontraram uma poliacrilamida sulfonada (nome não informado) que apresentou valores de adsorção baixos em rochas carbonáticas.

Presença de argila

A influência da argila no reservatório está diretamente relacionada à adsorção do polímero na rocha reservatório. Esta adsorção pode reduzir a injetividade e, em alguns casos,

levar ao bloqueio do reservatório (Melo *et al.* 2005). Portanto, é desejável que a presença de argila seja mínima.

Heterogeneidades

Tyler e Finley (1991) classificaram em alta, moderada e baixa as heterogeneidades vertical e horizontal de 450 reservatórios areníticos. Baseando-se no ambiente deposicional do reservatório, eles propuseram uma matriz geológica de heterogeneidades e, através da mesma, concluíram que existe uma relação bem definida entre a arquitetura do reservatório e a eficiência de recuperação através do método convencional por injeção de água. Eles reportaram fatores de recuperação de 80% em reservatórios de baixa heterogeneidade com ambiente deposicional predominantemente deltaico dominado por ondas. Já para um reservatório com alta heterogeneidade e com ambiente deposicional de leque submarino rico em argila, o fator de recuperação de óleo obtido foi de 8%.

Henson *et al.* (2002) utilizaram a matriz de heterogeneidades de Tyler e Finley (1991) para classificar 499 projetos de recuperação avançada implantados em reservatórios clásticos e reportados na literatura. A classificação levou em conta o método de recuperação avançada implementado, o ambiente deposicional do reservatório e o grau de sucesso obtido. A partir desta classificação, eles observaram que os projetos bem-sucedidos de injeção de polímeros localizavam-se nas regiões com heterogeneidades de baixa a moderada, tanto vertical como horizontal.

Na Tabela 2.2 é apresentado um resumo dos critérios técnicos de seleção para a injeção de polímeros de acordo com alguns autores.

2.4.2. Tipos de Polímeros

Dois tipos de polímero são mais comumente utilizados em aplicações de campo: o biopolímero (goma xantana) e o polímero sintético (poliacrilamida). Variações destes tipos de polímero são desenvolvidas para atender necessidades específicas.

A goma xantana é um biopolímero, polieletrólito, fabricado a partir da fermentação causada pelo microrganismo *Xanthomonas campestris*. Ela possui uma estrutura molecular mais rígida, proporcionando a este polímero uma maior resistência ao cisalhamento (degradação mecânica). Tanto a estrutura química quanto a massa molar da goma xantana conferem a ela um alto poder viscosificante, mantendo a viscosidade da solução polimérica mesmo em ambientes de altas salinidades. Entretanto, a utilização da goma xantana é limitada

a aplicações até 70 °C, além de serem mais suscetíveis à degradação bacteriana (biodegradação) do que os polímeros sintéticos (Ryles 1988; Sorbie 1991).

A poliacrilamida é um polímero sintético de cadeia longa formada por monômeros de acrilamida. Ela possui menor custo, é produzida em larga escala e, diferentemente dos biopolímeros, também é responsável pela redução da permeabilidade efetiva da rocha à água (Chang 1978; Carcoana 1992). Por este motivo, 92% dos casos de injeção de polímeros em aplicações de campo reportados na literatura utilizaram a poliacrilamida, especialmente na sua forma parcialmente hidrolisada (HPAM) (Standnes e Skjevrak 2014).

A hidrólise na poliacrilamida é necessária, pois a sua forma não-hidrolisada adsorve com maior facilidade à superfície mineral da rocha, tanto de arenitos como de carbonatos (Sheng 2013). Experimentos realizados por Martin e Sherwood (1975) utilizando *sandpacks* concluíram que, quanto maior o grau de hidrólise da poliacrilamida, menor a adsorção da mesma.

A hidrólise da poliacrilamida é obtida através da reação da acrilamida com hidróxido de sódio ou potássio, ou carbonato de sódio. Nesta reação, parte dos grupos amida da molécula (CONH_2) é convertida em grupos carboxila (COO^-). Consequentemente, cargas negativas são introduzidas na cadeia principal do polímero. Estas cargas se repelem, fazendo com que a molécula do polímero se alongue, influenciando positivamente na viscosidade da solução. De acordo com Melo *et al.* (2002), quanto maior o grau de hidrólise do polímero, maior o efeito viscosificante do mesmo. Entretanto, a partir de 30%, este efeito é oposto.

A temperatura e a presença de íons bivalentes têm papel fundamental no grau de hidrólise e na estabilidade da solução polimérica. Os polímeros de acrilamida reagem com os cátions bivalentes em solução e se hidrolisam, especialmente quando submetidos a altas temperaturas (Levitt e Pope 2008).

A reação de hidrólise, entretanto, não é constante para todas as temperaturas. Muller (1981) verificou que, a 50 °C, a taxa de hidrólise é baixa e a solução polimérica se mantém estável por vários meses, mesmo em soluções com altas concentrações de íons bivalentes. Para temperaturas entre 60 e 70 °C, a taxa de hidrólise aumenta e, consequentemente, a perda de viscosidade é maior. À 90 °C, a taxa de hidrólise é elevada e a solução de HPAM permanece estável (sem precipitação) apenas quando a concentração de íons bivalentes é inferior a 200 mg/L.

Tabela 2.2 – Critérios técnicos de seleção para injeção de polímeros

Fonte	Viscosidade do óleo (mPa.s)	T (°C)	Salinidade (mg/L)	Saturação de óleo (fr.)	k (mD)	Litologia	Presença de argila
Chang 1978	< 200	< 93,3	Baixa	$S_o - S_{or} > 0,10$	> 20	Arenitos preferencialmente	Baixa
Carcoana 1982	50-80	< 80	Baixa	> 0,50	> 50	Arenitos	-
Taber e Martin 1983	< 150	< 93,3	-	$S_o - S_{or} > 0,10$	> 10 arenitos > 3 carbonatos	Arenitos e carbonatos	-
Sorbie 1991	5-70	< 95	-	-	> 20	-	Baixa
Taber <i>et al.</i> 1997	10-150	< 93,3	-	> 0,70	> 10 arenitos > 5 carbonatos	Arenitos preferencialmente	-
Al-Bahar <i>et al.</i> 2004	< 150	< 70	< 100000	> 0,60	> 50	Arenitos	Baixa
Al-Adasani e Bai 2011*	< 123,2	< 75	-	> 0,64	> 834,1	Arenitos	-
Bourdarot e Ghedan 2011	< 150	< 93,3	< 20000	> 0,50	> 10	Arenitos e carbonatos	-
Saleh <i>et al.</i> 2014	< 5000	< 98,9	-	> 0,21	> 0,6	Arenitos e carbonatos	-
Kang <i>et al.</i> 2014 (<i>offshore</i>)	< 240	< 85	< 20000	> 0,38	> 10	Arenitos preferencialmente	-
Sheng <i>et al.</i> 2015	< 150	< 93,3	< 50000	$S_o - S_{or} > 0,10$	> 50	Arenitos	Baixa
Saboorian-Jooybari <i>et al.</i> 2015 (óleo pesado)	< 5400	< 65	< 46000	> 0,50	> 1000	-	-
Projetos de polímeros**	9,15	46,1	20500	0,52	116	Majoritariamente arenitos	Baixa

*Média de 53 projetos reportados na literatura

**Valores médios de projetos de injeção de polímeros (Sheng *et al.* 2015)

Moradi-Aragui e Doe (1987) analisaram a estabilidade da poliacrilamida em altas temperaturas e em salmouras com diferentes níveis de dureza. Eles concluíram que este polímero é estável na presença de íons bivalentes apenas para temperaturas abaixo de 75 °C. Acima desta temperatura, a poliacrilamida precipita-se.

Várias pesquisas têm sido realizadas em busca de polímeros que tenham um melhor desempenho quando submetidos a condições adversas, como reservatórios de alta temperatura e/ou alta salinidade. De acordo com Sorbie (1991), a resistência à temperatura e ao cisalhamento, a tolerância à salinidade/dureza, e a redução da adsorção são as propriedades do polímero que ainda possuem margem para melhorias.

Davison e Mentzer (1982) analisaram a estabilidade térmica de mais de 140 polímeros entre poliacrilamidas, polivinil pirrolidonas, hidroxietil celuloses, gomas guar e xantana, e scleroglucan. Os polímeros foram avaliados em condições de alta temperatura (70-120 °C) em solução sintética de água do mar (Mar do Norte, ~36000 mg/L TDS). Através do monitoramento da viscosidade da solução polimérica ao longo do tempo, eles concluíram que, nestas condições, o biopolímero Scleroglucan apresentou a melhor estabilidade térmica dentre todos os polímeros analisados. Rivenq e colaboradores (1992) também obtiveram resultados promissores utilizando o Scleroglucan como agente viscosificante. Além disso, eles reportaram que este biopolímero se mantém estável em altas temperaturas (90-100 °C), sendo um forte candidato no controle da mobilidade do fluido de recuperação em reservatórios com salinidade até 150000 mg/L TDS. Entretanto, devido à sua fraca filtrabilidade, a alta eficiência do Scleroglucan se contrasta com sua dificuldade de escoamento no meio poroso (Chauveteau e Kohler 1984).

Rashidi *et al.* (2010a) analisaram a eficiência de polímeros sintéticos com grupamentos aniônicos sulfonatos (AM-AMPS) em água do mar sintética e em soluções de NaCl a 20 °C. Comparando os resultados com a HPAM, eles concluíram que os polímeros com maior grau de sulfonação são mais tolerantes à salinidade. Além disso, os efeitos na viscosidade da solução polimérica relacionados à presença de íons bivalentes são menores. Os mesmos autores (Rashidi *et al.* 2010b) analisaram os polímeros do tipo AM-AMPS em função da temperatura também em solução sintética de água do mar e em soluções de NaCl. Eles envelheceram as soluções poliméricas a 80 °C, e levantaram curvas de fluxo ao longo do tempo. Foi observado que, quanto maior o grau de sulfonação, mais estável é o polímero. Consequentemente, a viscosidade da solução polimérica se mantém por um tempo maior.

Nos últimos anos, polímeros termo sensíveis ou termo viscosificantes (TVP) têm despertado o interesse dos pesquisadores como uma alternativa para reservatórios de alta

temperatura e alta salinidade (HTHS). Monômeros termo-sensíveis são incorporados à cadeia principal do polímero e, à medida que a temperatura aumenta, a propriedade viscosificante do polímero também aumenta (Chen *et al.* 2013; Kamal e Sultan 2017).

Apesar do grande potencial para a aplicação destes novos polímeros, o custo-benefício dos mesmos pode dificultar a sua aplicação em escala de campo.

2.4.3. Comportamento Reológico

O principal mecanismo da injeção de polímeros é a redução da razão de mobilidades através do aumento da viscosidade da solução polimérica. Entretanto, as propriedades viscosificantes do polímero e, conseqüentemente, a eficiência de varrido da solução polimérica, são diretamente influenciadas por diversos fatores como: tipo, concentração e massa molar do polímero, concentração e tipo de sal, e pH da solução.

A Figura 2.5 apresenta curvas de viscosidade de soluções poliméricas em função da concentração de polímero para a goma xantana e para a HPAM. Pode ser observado que, em ambos os casos, quanto maior a concentração do polímero, maior é a viscosidade da solução polimérica. Além disso, para uma mesma concentração de polímero, a viscosidade da solução polimérica é maior quando a goma xantana é utilizada.

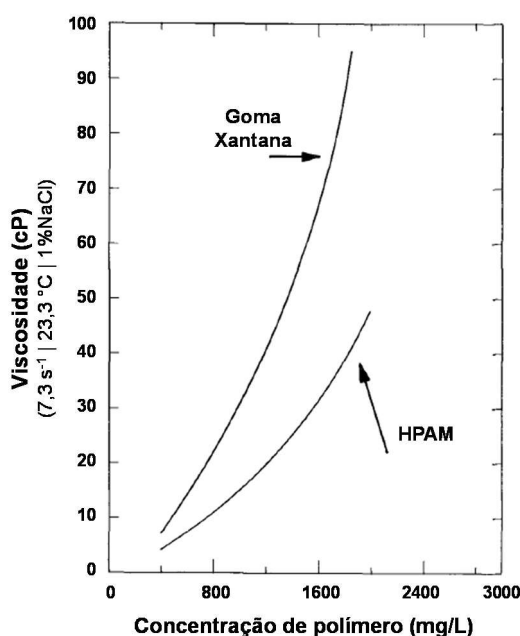


Figura 2.5 – Viscosidade da solução polimérica em função da concentração e do tipo de polímero (Adaptado de: Sorbie 1991)

Tanto a goma xantana como a HPAM são polieletrólitos, conseqüentemente, as propriedades viscosificantes destes polímeros são diretamente afetadas pela salinidade da água

de preparo da solução polimérica. Entretanto, devido à sua cadeia mais flexível, a HPAM é mais sensível à força iônica da solução aquosa do que a goma xantana (Levitt e Pope 2008).

De acordo com Sheng (2011), a interação entre o polímero e os cátions de sal dissolvidos na solução aquosa faz com que a força de repulsão, devido à presença de cargas negativas (grupos carboxila), seja neutralizada. Consequentemente, o efeito viscosificante do polímero é reduzido.

Na Figura 2.6 é possível observar o efeito da salinidade na viscosidade da solução polimérica de HPAM. De acordo com a figura, as soluções poliméricas sem sal (água destilada) apresentaram valores de viscosidade superiores àqueles obtidos pelas soluções poliméricas com sal (3% NaCl).

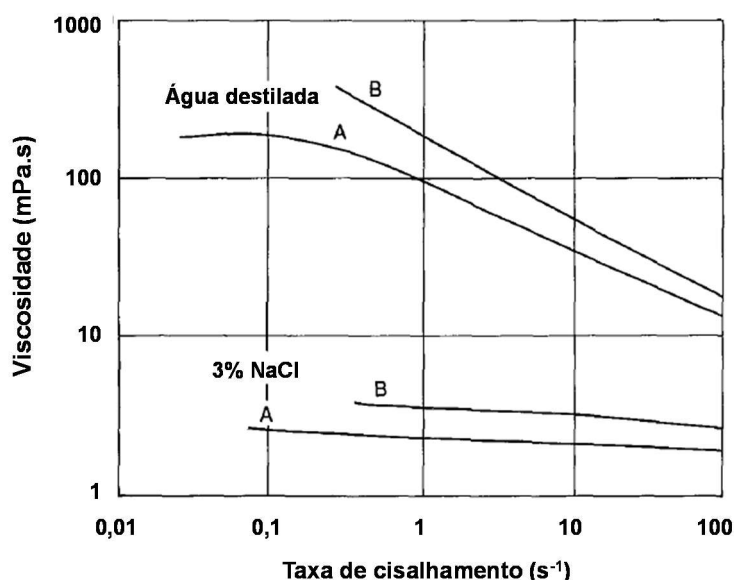


Figura 2.6 – Viscosidade da solução polimérica (HPAM) em função da massa molar do polímero e da salinidade. Massa molar: A = 3×10^{-6} ; B = $5,5 \times 10^{-6}$ (Adaptado de: Chang 1978)

Na Figura 2.6 também é possível verificar a influência da massa molar do polímero na viscosidade da solução polimérica. Pode ser observado que, independentemente da presença de sal, quanto maior a massa molar do polímero, maior é a viscosidade da solução.

Para fins de injeção no reservatório, entretanto, a escolha da massa molar do polímero deve atender a dois critérios essenciais. A massa molar deve ser grande o bastante para proporcionar um maior efeito viscosificante com uma menor concentração de polímero, e ser pequena o suficiente para que este passe através das gargantas de poro do reservatório (Carcoana 1992; Sheng *et al.* 2015). Pode-se concluir então que para cada tamanho de garganta de poro do reservatório existe uma massa molar ótima, acima da qual o polímero terá

difficultades em se propagar (aprisionamento mecânico), impactando diretamente na eficiência de varrido (Sheng 2013).

Embora a concentração de cátions monovalentes (especialmente o Na^+) na água do mar seja maior, o efeito negativo na viscosidade da solução polimérica devido à presença de cátions bivalentes (Mg^{2+} , Ca^{2+} , Sr^{2+} , Ba^{2+}), mesmo em baixas concentrações, pode ser ainda mais significativo (Lake 1989, Lopes *et al.* 2014). De acordo com Sorbie (1991), uma vez que estes íons possuem uma carga positiva maior, a atração entre eles e às cargas negativas do polímero também é maior, reduzindo a sua eficiência viscosificante.

A presença do grupo carboxila na molécula da HPAM faz com que a viscosidade da solução polimérica também seja sensível ao pH da mesma. O pH baixo faz com que as moléculas do polímero se contraiam, reduzindo a viscosidade da solução. Entretanto, estudos reológicos realizados por Choi *et al.* (2009) concluíram que este efeito é reversível, ou seja, as moléculas do polímero expandem-se novamente com o aumento do pH, retornando à sua conformação inicial.

A influência do pH na contração e expansão das moléculas do polímero está relacionada à interação das cargas negativas do polímero com as cargas positivas (H^+) presentes na solução polimérica. Quanto maior a presença de íons H^+ , menor o efeito de repulsão entre as cargas negativas. O efeito do pH na viscosidade da solução polimérica é apresentado na Figura 2.7.

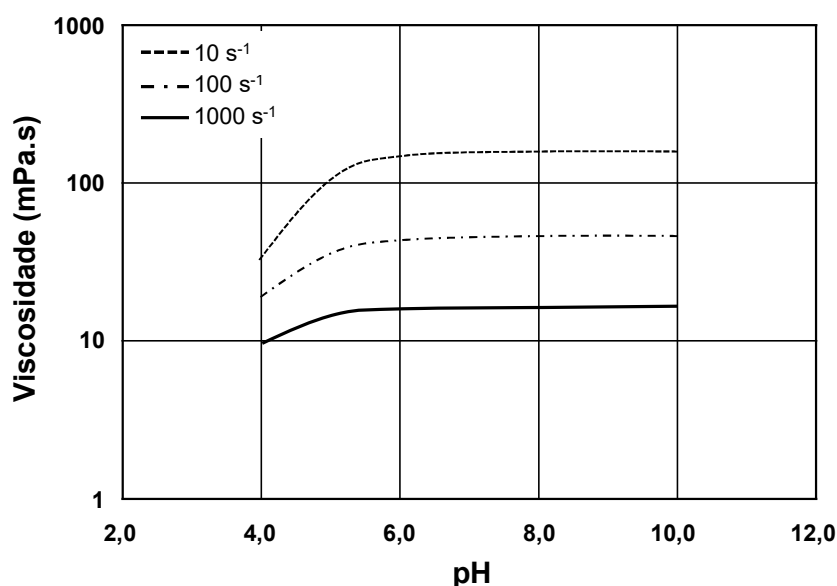


Figura 2.7 – Viscosidade da solução polimérica (5000 mg/L Flopaam 3330S / 5000 mg/L NaCl) em função do pH para diferentes taxas de cisalhamento (Adaptado de: Choi *et al.* 2009)

Pode ser observado que a viscosidade da solução polimérica é praticamente constante para valores de pH entre 6 e 10. Entretanto, para valores de pH abaixo de 6, o efeito negativo da maior concentração de íons H^+ é mais significativo.

2.4.3.1. Propriedades Viscoelásticas

As soluções poliméricas apresentam comportamento puramente viscoso quando escoam por tubos capilares de diâmetro constante. Porém, no meio poroso onde os diâmetros dos capilares mudam rapidamente, as cadeias poliméricas são contraídas e esticadas, podendo exibir um comportamento elástico (Sheng *et al.* 2015).

O comportamento elástico do polímero tem papel importante não só na eficiência de varrido volumétrica, como também na eficiência de deslocamento em microescala (Wang *et al.* 2001; Yang *et al.* 2004; Urbissinova *et al.* 2010; Al-Adasani e Bai 2011). De acordo com Urbissinova *et al.* (2010), quanto maior a elasticidade da solução polimérica, maior a resistência ao escoamento e, conseqüentemente, menor a saturação residual de óleo obtida.

Wang *et al.* (2007) analisaram o efeito da viscoelasticidade na eficiência de deslocamento de soluções poliméricas. Eles observaram que, quando soluções poliméricas de mesma viscosidade foram injetadas no meio poroso, aquelas preparadas com HPAM obtiveram saturações residuais de óleo menores do que aquelas preparadas com goma xantana. O melhor desempenho obtido pela poliacrilamida foi atribuído às suas propriedades viscoelásticas, ausentes na goma xantana. De forma semelhante, Yang *et al.* (2004) obtiveram 20% de recuperação incremental de óleo através da injeção de solução polimérica concentrada de HPAM, enquanto para a injeção de goma xantana, a recuperação incremental foi de 8,6%.

Veerabhadrapa e colaboradores (2011) realizaram testes de deslocamento utilizando soluções de HPAM de mesma viscosidade e massa molar média, porém, com diferentes elasticidades. A partir dos resultados, eles concluíram que o maior fator de recuperação foi obtido quando a solução polimérica com maior elasticidade foi injetada. De acordo com Vermolen *et al.* (2014), a viscoelasticidade da solução polimérica atua diretamente na redução da saturação residual de óleo. Entretanto, esta redução só é observada em óleos de baixa viscosidade (~ 9 mPa.s). Para óleos de alta viscosidade (~ 300 mPa.s), a injeção de soluções poliméricas de maior ou menor viscoelasticidade apresenta resultados semelhantes.

2.4.4. Degradação Polimérica

Para uma maior eficiência do método EOR através da injeção de polímeros, é desejável que este permaneça estável por um longo período em condições de reservatório.

Entretanto, os polímeros estão suscetíveis a diferentes tipos de degradação (mecânica, química, térmica e biológica) que resultam em modificações irreversíveis nas propriedades dos mesmos.

A degradação mecânica é o resultado da quebra da cadeia principal do polímero devido ao cisalhamento. Normalmente esse efeito é obtido na região próxima ao poço, caracterizada por uma maior velocidade de escoamento, e/ou em formações de permeabilidades baixas. Os biopolímeros são menos sensíveis a este tipo de degradação, se comparados aos polímeros sintéticos.

Muitos fatores podem levar à degradação química, porém os mais críticos são a oxidação e os efeitos relacionados à presença do íon ferro. Na presença de oxigênio, o íon Fe^{2+} é oxidado para Fe^{3+} , produzindo o radical livre O_2^- . Este radical livre reage com a molécula de HPAM formando o peróxido, responsável pela quebra da cadeia da molécula. Essa quebra pode reduzir as propriedades viscosificantes do polímero significativamente. Portanto, a quantidade de oxigênio na solução polimérica deve ser mínima (Chang 1978; Sheng *et al.* 2015).

A degradação térmica ocorre quando o polímero é submetido a temperaturas altas (encontradas no reservatório) por um determinado período. A temperatura pode influenciar negativamente no comprimento da molécula do polímero, reduzindo a sua propriedade viscosificante.

A degradação biológica ocorre quando os grupos funcionais do polímero são atacados por microorganismos, tais como bactérias. Embora este tipo de degradação seja mais predominante em biopolímeros (podendo apresentar problemas de *plugging*), este também pode ocorrer com os polímeros sintéticos (Chang 1978). O efeito da ação dos microorganismos, porém, pode ser reduzido através da adição de biocidas à solução como, por exemplo, o formaldeído.

2.4.5. Projetos Piloto e Aplicações de Campo

A implementação dos métodos químicos de recuperação avançada (especialmente a injeção de polímeros), tanto em projetos piloto quanto em escala de campo, são reportados na literatura desde 1964 (Pye 1964), tendo atingido seu auge nos anos 80 (Manrique *et al.* 2007; Alvarado e Manrique 2010).

Atualmente, estima-se que existam 27 projetos de recuperação avançada de petróleo utilizando métodos químicos ativos no mundo, sendo 24 deles utilizando polímeros e 3 utilizando surfactantes (Sandrea e Dharod 2016).

Muitos trabalhos de injeção de polímeros em projetos piloto e aplicações de campo são reportados na literatura (Chang 1978; Manning *et al.* 1983; Needhan e Doe 1987; Manrique

et al. 2007, Moritis 2008; Alvarado e Manrique 2010; Al-Adasani e Bai 2011; Saboorian-Jooybari *et al.* 2015; Zhang *et al.* 2016; entre outros). Além disso, desde 1974, a revista *Oil & Gas Journal* publica bianualmente uma reportagem (*EOR Survey*) com dados referentes a projetos de recuperação avançada de óleo implementados no mundo todo. De acordo com a reportagem, nos últimos anos, projetos piloto e de campo foram conduzidos na Argentina (El Tordillo), China (Daqing, Gudong, Karamay, entre outros), Índia (Jhalora), Alemanha (Bochstedt) e Estados Unidos (North Burbank) (Koottungal 2008; Koottungal 2010; Koottungal 2012; Koottungal 2014).

Projetos bem-sucedidos de injeção de polímeros também foram reportados nos Estados Unidos (Niagara, West Cat Canyon, Minnelusa, entre outros) (Pye 1964; Sandiford 1964; Chang 1978; Needham e Doe 1987; Hochanadel *et al.* 1990, Standnes e Skjevrak 2014), Alemanha (Oerrel) (Maitin *et al.* 1988; Maitin 1992), Omã (Marmul) (Koning *et al.* 1988), França (Chateaufrenard) (Putz *et al.* 1988; Putz *et al.* 1994), Índia (Sanand e Mangala) (Pratap *et al.* 1997; Prasad *et al.* 2014), China (ShuangHe) (He *et al.* 1998), Austrália (Windalia) (Haynes *et al.* 2013), Áustria (Matzen) (Laoroongroj *et al.* 2015) e Cazaquistão (South Turgay) (Abirov *et al.* 2015).

No Brasil, quatro projetos piloto de injeção de polímeros foram conduzidos em campos terrestres, todos eles em rochas areníticas (Buracica-BA, Canto do Amaro-RN e Carmópolis-SE, tendo o último recebido dois projetos) (Shecaira 2002; Melo *et al.* 2005). O incremento no fator de recuperação devido à injeção de solução polimérica nos campos Buracica e Carmópolis foi de 2,8% e 5,0%, respectivamente. De acordo com Melo *et al.* 2005, o resultado modesto no campo Buracica foi atribuído à salinidade da água de formação e à alta saturação de água no início do projeto. Por outro lado, os resultados positivos obtidos no projeto piloto de Carmópolis confirmaram o grande potencial deste campo para a injeção de polímeros. Além disso, foi demonstrado que a injeção de polímeros para o controle da mobilidade pode ser eficiente também em reservatórios heterogêneos (Shecaira 2002). Devido a questões operacionais, o projeto piloto em Canto do Amaro foi interrompido em Junho/2004 (Melo *et al.* 2005)

Apesar dos desafios relacionados à logística e à disponibilidade de água de baixa salinidade, a implementação de projetos de injeção de polímeros em ambientes marinhos também tem sido considerada (Zhou *et al.* 2007; Zhou *et al.* 2008; Morel *et al.* 2008; Raney *et al.* 2011; Kang *et al.* 2014; Delamaide *et al.* 2015). Projetos de injeção de polímeros em reservatórios *offshore* foram reportados nos campos West Bay (EUA) (Boardman *et al.* 1982), Dos Cuadras (EUA) (Dovan *et al.* 1990), Bohai Bay (China) (Han *et al.* 2006; Zhou *et al.* 2008)

e Dalia (Angola) (Morel *et al.* 2008; Morel *et al.* 2015), além de dois projetos implementados no Mar do Norte nos campos Captain (Grã-Bretanha) (Osterloh e Law 1998) e Heidrun (Noruega) (Selle *et al.* 2013). Entretanto, todos estes projetos de injeção de polímeros *offshore* foram implementados em reservatórios de arenito.

De acordo com Han *et al.* (2006), o sucesso do projeto piloto em Bohai Bay (recuperação incremental de óleo e redução no corte de água) foi consequência do desenvolvimento de um polímero com maior tolerância à salinidade da água do mar e da água produzida. Já para Morel *et al.* (2015), o sucesso obtido no campo Dalia foi atribuído à utilização de uma poliacrilamida parcialmente hidrolisada de massa molar alta na preparação da solução polimérica em água do mar customizada (sem sulfato).

Além dos campos *offshore*, também existem sinais de crescimento no interesse em reservatórios de óleo pesado (Alvarado e Manrique 2010; WEO 2013), principalmente devido ao avanço na tecnologia de poços horizontais e na fabricação de polímeros (Gao 2011). Entretanto, as aplicações de campo bem-sucedidas em óleo pesado restringiram-se, até então, a reservatórios de arenito de permeabilidade alta (Saboorian-Jooybari *et al.* 2015).

Resultados positivos de injeção de polímeros em reservatórios de óleo pesado foram obtidos no Canadá nos campos Pelican Lake (13-16,5 °API) (Koottungal 2008; Bourdarot e Guedan 2011; Delamaide *et al.* 2013), East Bodo (14 °API) (Koottungal 2008; Wassmuth *et al.* 2009), Suffield Caen (17 °API) (Liu *et al.* 2012), Wainwright (21 °API) (Irvine *et al.* 2012) e Seal (10-12 °API) (Delamaide *et al.* 2014), em Suriname no campo Tambaredjo (16-17 °API) (Moe Soe Let *et al.* 2012), e na Argentina nos campos El Corcobo (18 °API) (Hryc *et al.* 2013) e Diadema (20 °API) (Buciak *et al.* 2013), além dos campos *offshore* já mencionados Bohai Bay (China) (17-22 °API) e Dalia (Angola) (21-23 °API).

2.4.5.1. Injeção de Polímeros em Reservatórios de Rochas Carbonáticas

Em geral, os reservatórios areníticos apresentam um maior potencial de aplicação de projetos EOR, pois grande parte das tecnologias atuais foram desenvolvidas para este tipo de reservatório, tanto em projetos piloto quanto em escala de campo. A implantação dos métodos químicos em reservatórios carbonáticos, apresenta muitos desafios, entre eles: a estrutura porosa, composição mineral e propriedades da rocha matriz, a heterogeneidade e a densidade de fratura. Consequentemente, existem poucos reservatórios de rochas carbonáticas onde as tecnologias de EOR tenham sido bem-sucedidas (Alvarado e Manrique 2010).

Manrique *et al.* (2007) apresentaram uma revisão (com ênfase em métodos químicos) das experiências obtidas em aplicações de EOR em reservatórios carbonáticos nos

Estados Unidos. De acordo com a pesquisa, a maioria dos projetos de injeção de polímeros em reservatórios carbonáticos utilizou poliacrilamidas nos estágios iniciais da injeção de água como agente de controle de mobilidade.

Projetos de injeção de polímeros bem-sucedidos em reservatórios carbonáticos foram reportados nos campos Hallsville Crane (EUA) (Moore 1969), Vacuum (EUA) (Hovendick 1989), Eliasville Caddo (EUA) (Weiss 1992), e Rapdan (Canadá) (Pitts *et al.* 1995).

O reservatório Hallsville Crane é um reservatório heterogêneo, formado por rochas calcárias oolíticas com 17% de porosidade média e permeabilidade variando de 0 a 250 md (~50 md de permeabilidade média). O início da injeção de polímeros neste campo tinha o objetivo único de gerar uma barreira de fluido viscoso entre a zona de óleo e a capa de gás associada a esta região. Entretanto, os resultados positivos obtidos nos poços produtores adjacentes foram encorajadores, o suficiente para estender o uso de polímeros para a região central do reservatório, onde a irrupção da água já havia ocorrido. Uma solução polimérica contendo 250 mg/L de HPAM (Pusher) foi injetada, obtendo-se 3,3 %OOIP de recuperação incremental de óleo (Chang 1978). De acordo com Moore 1969, este resultado pode ser atribuído à aplicação da injeção de solução polimérica (em alguns poços) como um método de recuperação secundária.

A eficiência da injeção de solução polimérica no campo Vacuum (rocha dolomítica), avaliada tanto por simulação de reservatório quanto pelo desempenho do projeto, indicou que o método de recuperação avançada foi bem-sucedido (Hovendick 1989). Devido a problemas de injetividade, foi necessário reduzir a concentração do polímero, anteriormente prevista em 200 mg/L, para 50 mg/L. Entretanto, resultados de simulação indicaram que a injeção da solução polimérica menos concentrada apresentaria a mesma eficiência de uma injeção de solução polimérica mais concentrada, contanto que a massa acumulada de polímero injetado fosse a mesma. A solução polimérica foi preparada com HPAM em água de baixa salinidade (387 mg/L TDS) obtendo uma recuperação incremental de óleo de 1 %OOIP.

O reservatório Eliasville Caddo é formado por rochas calcárias com porosidade e permeabilidade médias de 13,3% e 11 mD, respectivamente, e com salinidade da água de formação de 165000 mg/L TDS. A solução polimérica foi preparada com diferentes concentrações de HPAM em água de baixa salinidade (1200 mg/L TDS). O cronograma de injeção consistiu em quatro bancos de solução polimérica com viscosidades diferentes e regressivas (iniciando em 40 mPa.s e terminando em 5 mPa.s), seguidos pela injeção de água

de baixa salinidade. De acordo com Weiss (1992), a injeção de polímeros foi responsável pela recuperação incremental de 4,2 %OOIP de óleo.

O campo Rapdan é caracterizado por formações de dolomita e de arenito, com permeabilidade média de 110mD e 1-5% de argila. Devido à alta razão de viscosidades óleo-água, a injeção de água apresentou baixa eficiência de varrido, atingindo o poço produtor rapidamente. De acordo com Campbell e Bachman (1987), a opção pela injeção de polímeros fundamentou-se na alta saturação de óleo móvel remanescente, na simplicidade relativa do método e no menor custo de implementação. A solução polimérica foi preparada com 1100 mg/L de HPAM em água de baixa salinidade (~1500 mg/L TDS) e a recuperação incremental de óleo obtida foi de 10,6 %OOIP (Pitts *et al.* 1995).

Na Tabela 2.3 é apresentado um resumo dos resultados obtidos nos projetos de injeção de polímeros em reservatórios nos Estados Unidos.

Tabela 2.3 – Injeção de polímeros nos Estados Unidos (Manning *et al.* 1983; Needham e Doe 1987; Hochanadel *et al.* 1990; Manrique *et al.* 2007)

Parâmetro	273 Projetos (Arenitos e Carbonatos)	26 Projetos (Carbonatos)*
Concentração de polímero (mg/L)	50 - 3700	50 - 1000
Quantidade de polímero utilizado (lb/acre-ft)	19 - 150	12 - 56
Óleo recuperado (STB / lb de polímero injetado)	0 - 3,74	0 - 2,82
Recuperação incremental (%OOIP)	0 - 23	0 - 13

* 11 projetos em escala de campo e 15 projetos piloto

1,0 lb/acre-ft = $0,368 \times 10^{-3}$ kg/m³; 1,0 STB/lb = 2,205 STB/kg

2.4.6. Estratégias para otimizar a aplicação do método

Conforme já exposto, o método de recuperação por injeção de polímeros visa reduzir a razão entre as mobilidades da fase deslocante e deslocada e com isso melhorar a eficiência de varrido total (microscópica e volumétrica).

Muitos mecanismos interferem no escoamento de soluções poliméricas através do reservatório e, entender o comportamento do escoamento dos fluidos no meio poroso, através de testes de deslocamento, e os seus efeitos na recuperação de óleo pode ajudar na seleção e na otimização do método de recuperação.

Reservatórios *onshore* e *offshore* possuem especificidades bem distintas no que diz respeito à caracterização e às condições para a injeção de polímeros. Portanto, as regras para

um projeto de injeção de polímeros *offshore* não podem ser simplesmente obtidas por analogia aos reservatórios *onshore* (Xie *et al.* 2017).

Além de problemas econômicos e de logística inerentes à injeção de polímeros em ambientes marinhos, questões ambientais impedem que o volume de fluido produzido contendo aditivos químicos seja descartado diretamente no mar, limitando a produção do campo. Sendo assim, um ponto fundamental para atenuar este problema é prever, precisamente, o volume de solução polimérica necessário para uma injeção ótima. De acordo com Xie *et al.* 2017, a previsão de um volume/concentração ideal de polímero é difícil, pouco acurada e ainda não existe um método maduro disponível para isto.

Ao se injetar uma solução polimérica no reservatório como método terciário de recuperação, a rentabilidade aumenta com o tempo e com o volume injetado até um ponto máximo, e depois começa a cair. Isso ocorre, pois, uma vez que o volume de óleo presente no reservatório é finito, a injeção de polímeros irá atingir, eventualmente, um ponto onde o retorno financeiro do óleo produzido tornar-se-á inferior ao custo associado à produção deste óleo (Seright 2016).

Em um meio poroso molhável à água, canais de escoamento de óleo se formam através de uma série de poros conectados com um filme de água na superfície dos mesmos. À medida que a saturação de água aumenta, estes canais de óleo se rompem em canais menores, sendo mais facilmente trapeados nas gargantas do poro. Huh e Pope (2008) mostraram em escala de poro que, quando uma solução viscoelástica de polímeros envolve estes canais de escoamento de óleo, e o poro é mais lentamente drenado, a ruptura dos canais é atrasada devido ao aumento na resistência à deformação da interface água-óleo. Dessa forma, uma injeção secundária de polímeros é capaz de deslocar o óleo de forma mais eficiente, atingindo valores de saturação residual abaixo daqueles obtidos com a injeção de água.

Para Huh e Pope (2008), uma boa estratégia para aumentar a recuperação de óleo é realizar a injeção de solução polimérica de forma secundária ao invés de terciária (após a injeção de água). A antecipação da injeção de polímeros pode proporcionar uma melhor eficiência de varrido de óleo, reduzindo o tempo de vida do projeto, diminuindo o volume de água injetada e produzida, aumentando os benefícios econômicos (Sorbie 1991; Xie *et al.* 2017). Sendo assim, para grande parte dos novos projetos de injeção de polímeros, entre as decisões que os operadores têm que tomar, destaca-se quando encerrar a injeção de polímeros, especialmente em um cenário de preços baixos do petróleo (Seright 2016).

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

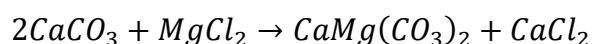
3.1. Carbonatos

As rochas carbonáticas são formações geológicas naturalmente fraturadas e heterogêneas. Elas são formadas a partir da precipitação biogênica (material orgânico) ou química do carbonato de cálcio, e representam grande parte dos reservatórios de petróleo (Tiab e Donaldson 2012; Peters 2012a). Exemplos de rochas carbonáticas são as calcárias, as dolomíticas e as rochas compostas por diferentes proporções entre as duas.

As rochas calcárias formam-se em ambientes marinhos rasos, principalmente devido à presença de secreções, carapaças, conchas, esqueletos calcários, corais, plantas e bactérias neste ambiente. Além disso, elas podem formar-se através da deposição do carbonato de cálcio (CaCO_3) dissolvido na água.

Folk (1959) classificou as rochas calcárias de acordo com o cimento, a matriz e a presença e tipo de grãos. Em seu trabalho, as rochas foram divididas em três grupos principais: rochas aloquímicas (subdivididas em: rochas com cimento de calcita espática e rochas com matriz de calcita microcristalina), rochas ortoquímicas, e rochas recifais ou autóctones. Dunham (1962) classificou as rochas calcárias de acordo com a textura deposicional, a presença de lama carbonática e a quantidade de grãos. De acordo com ele, as rochas calcárias são classificadas em *mudstone*, *wackestone*, *packstone*, *grainstone* e *boundstone*.

As rochas dolomíticas são formadas por diagênese em áreas onde a água do mar ficou restrita ou trapeada por um cerco de terra e, devido a fatores como a evaporação, a concentração de sais aumentou. A presença dos sais de magnésio faz com que este reaja com o carbonato de cálcio já sedimentado (processo conhecido como dolomitização) formando o carbonato de magnésio (Tiab e Donaldson 2012), conforme reação apresentada a seguir:



3.1.1. Coquina

O carbonato coquinóide é uma rocha sedimentar calcária, composta predominantemente por fragmentos inconsolidados de conchas de animais marinhos invertebrados, normalmente moluscos (bivalvos, gastrópodes) e crustáceos (ostracodes), além de corais, fósseis e outros bioclastos, variando de levemente a moderadamente cimentados. De

acordo com a classificação de Folk (1959), a coquina pertence ao grupo das rochas aloquímicas, enquanto na classificação de Dunham (1962), este tipo de rocha é caracterizado como *grainstone*.

A coquina é formada predominantemente em ambientes lacustres e ambientes marinhos de alta energia, especialmente perto da costa, onde os sedimentos são selecionados mecanicamente (normalmente pelo movimento de ondas) (Nogueira *et al.* 2003; Tavares *et al.* 2015). No Brasil, os reservatórios de petróleo em rochas coquina estão localizados na margem leste do país, sendo a Bacia de Campos o principal exemplo (Formação Lagoa Feia - Campos de Badejo, Linguado, Pampo e Trilha) (ANP 20116). De forma análoga, este tipo de rocha reservatório também está presente na margem oeste da África, sendo a Bacia do Congo, Angola (Formação Toca) o exemplo mais conhecido (Nogueira *et al.* 2003).

Rochas similares às rochas coquinas da Bacia de Campos podem ser encontradas na Bacia de Sergipe-Alagoas na cidade de São Miguel dos Campos-AL. A Formação Morro do Chaves, especificamente na Pedreira Atol, possui um dos raros afloramentos de rochas coquina semelhantes àsquelas encontradas na Formação Lagoa Feia. O estudo em rochas de afloramento pode auxiliar no entendimento dos processos deposicionais e na representatividade de um reservatório (Nogueira *et al.* 2003; Campos Neto *et al.* 2007).

3.1.2. Classificação

Os carbonatos caracterizam-se por apresentar diferentes tipos de porosidade e uma distribuição variada de tamanhos de poro. Além disso, devido à complexa natureza dos componentes da rocha de carbonato, diferentes tipos de estrutura de poro podem ser encontrados.

Archie (1952) foi o primeiro a classificar as rochas carbonáticas relacionando a textura da rocha com suas propriedades petrofísicas (porosidade, permeabilidade e capilaridade). Ele identificou dois tipos de porosidade, a porosidade não-visível (tamanho de poro $< 0,01$ mm) e a porosidade visível (tamanho de poro $> 0,01$ mm), sendo esta última subdividida em três outras classificações de acordo com o tamanho do poro.

Choquette e Pray (1970) classificaram o espaço poroso do carbonato de acordo com o ambiente deposicional e com a diagênese dos sedimentos. Eles identificaram 15 tipos de textura (estrutura) divididos em três grupos principais: estrutura seletiva, estrutura não-seletiva, e estrutura não-determinante. A porosidade de estrutura seletiva ocorre quando há uma relação entre a porosidade e os elementos de estrutura. Quando não há esta relação, a porosidade é classificada como de estrutura não-seletiva.

A classificação de Lucia (1983) é uma versão atualizada da classificação de Archie (1952). Ele classificou a porosidade dos carbonatos baseando-se nos parâmetros petrofísicos, especificamente o tamanho do poro e a conectividade entre eles. Sua classificação é fundamentada no fato de a distribuição do tamanho de poro estar relacionada com a permeabilidade, a capilaridade e a saturação. Lucia (1983) classificou a porosidade de rochas carbonáticas em dois grupos principais: porosidade interparticular e porosidade por cavidades (vugular). A porosidade interparticular é subdividida ainda pelo tamanho das partículas em finas ($< 20 \mu\text{m}$), médias ($20\text{-}100 \mu\text{m}$) e grandes ($> 100 \mu\text{m}$), enquanto a porosidade por cavidades é subdividida em cavidades interconectadas e cavidades isoladas.

3.2. Petrofísica

3.2.1. Porosidade e Saturação

O espaço poroso de um reservatório é o resultado de inúmeros processos naturais deposicionais e pós-deposicionais. As partículas sólidas que compõem os reservatórios não se encaixam perfeitamente e, a medida do espaço vazio criado entre estas partículas é denominada porosidade.

A porosidade da rocha é então definida como a razão entre o volume poroso e o volume total da amostra, e pode ser expressa conforme Eq. 3.1:

$$\phi = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{VP}{V_t} \quad \text{Eq. 3.1}$$

onde ϕ é a porosidade, V_t é o volume total, V_s é o volume de sólidos e VP é o volume poroso.

Geologicamente, a porosidade pode ser classificada em dois tipos: original e induzida, ou primária e secundária. A porosidade original é resultante da deposição de material sedimentar, enquanto a porosidade secundária é o resultado de processos geológicos posteriores a esta deposição (Amyx *et al.* 1960).

Nas rochas carbonáticas é comum a presença da porosidade do tipo secundária, uma vez que este tipo de rocha é mais suscetível ao desenvolvimento de fraturas e/ou dissolução da rocha (Rosa *et al.* 2006). Entretanto, os dois tipos de porosidade podem ocorrer simultaneamente em uma mesma rocha reservatório.

O espaço poroso do reservatório pode estar ocupado por diferentes fluidos, seja em estado líquido ou gasoso. E para fins de recuperação de petróleo, é importante que se identifique qual fluido está presente no meio poroso, ou seja, qual a saturação dos fluidos na rocha.

A saturação de um fluido é definida como a fração do volume poroso da amostra que está preenchido por este fluido, conforme Eq. 3.2:

$$S_f(\%) = \frac{V_f}{VP} * 100 \quad \text{Eq. 3.2}$$

onde S_f e V_f são a saturação e o volume do fluido no interior da amostra.

3.2.2. Permeabilidade Absoluta, Efetiva e Relativa

A permeabilidade é uma propriedade do meio poroso que representa a facilidade com que determinado fluido escoar neste meio (API 1956). A permeabilidade é dependente da porosidade da rocha, sendo afetada pelo tamanho, formato e distribuição dos grãos, e pelo grau de consolidação e cimentação (Tiab e Donaldson 2012).

Enquanto a compactação e a cimentação tendem a reduzir a permeabilidade, as fraturas tendem a aumentá-la. Particularmente em reservatórios carbonáticos de porosidade baixa, a permeabilidade secundária é responsável pelo principal caminho de escoamento dos fluidos (Tiab e Donaldson 2012).

A permeabilidade de um meio poroso é obtida de acordo com a lei de Darcy conforme Eq. 3.3:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad \text{Eq. 3.3}$$

onde q é a vazão do fluido, A é a área aberta ao fluxo (seção transversal), ΔP é o diferencial de pressão, μ é a viscosidade do fluido, L é o comprimento do meio poroso e k é a constante de proporcionalidade característica do meio poroso, denominada permeabilidade.

Para que a equação de Darcy seja válida, é assumido um escoamento isotérmico, laminar e contínuo, onde o fluido em escoamento seja incompressível, homogêneo e cuja viscosidade não varie com a pressão. Além disso, é considerado que o meio poroso é homogêneo, isotrópico e não reage com o fluido (Rosa *et al.* 2006).

A permeabilidade de um fluido é função da saturação e da distribuição de cada fase no meio poroso. Quando apenas um fluido satura este meio, a permeabilidade é denominada permeabilidade absoluta (k_{abs}). Entretanto, quando dois ou mais fluidos estão presentes, é apropriado o uso do termo permeabilidade efetiva.

Assumindo que os fluidos são incompressíveis, vale a equação de Darcy para cada fluido (Eq. 3.4 e Eq. 3.5):

$$k_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta P_o} \quad \text{Eq. 3.4}$$

$$k_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta P_w} \quad \text{Eq. 3.5}$$

onde k e μ referem-se à permeabilidade efetiva e à viscosidade do fluido respectivamente, e os subíndices o e w referem-se ao óleo e à água.

A permeabilidade efetiva a um determinado fluido varia de zero (inexistência de escoamento) a k_{abs} (meio poroso 100% saturado com o fluido que escoar). A razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta do meio é denominada permeabilidade relativa.

As permeabilidades relativas ao óleo (k_{ro}) e à água (k_{rw}) podem ser obtidas conforme Eq. 3.6 e Eq. 3.7 respectivamente.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_{abs}} \quad \text{Eq. 3.6}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k_{abs}} \quad \text{Eq. 3.7}$$

A Figura 3.1 apresenta uma curva típica da permeabilidade relativa em função da saturação de água para um sistema bifásico água-óleo. Pode ser observado que as curvas de permeabilidade relativa são definidas apenas no intervalo entre as saturações irreduzível (S_{wi}) e máxima ($1-S_{or}$) de água.

Na condição de saturação irreduzível de água, a permeabilidade relativa à água é zero, enquanto a permeabilidade relativa ao óleo é máxima. Da mesma forma, na condição de saturação residual de óleo (S_{or}), a permeabilidade relativa ao óleo é nula, enquanto a permeabilidade relativa à água é máxima.

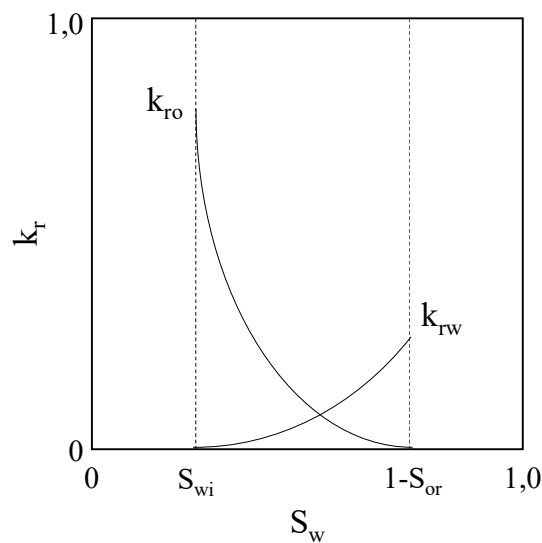


Figura 3.1 – Curva típica de permeabilidade relativa para um sistema bifásico água-óleo

3.3. Molhabilidade

A molhabilidade é uma propriedade da rocha definida como a medida da preferência de adesão à superfície sólida que um fluido tem na presença de outro fluido imiscível (Craig 1971).

No caso de um reservatório, a superfície sólida é a rocha e os fluidos podem ser água, óleo e/ou gás. A fase que se adere (molha) preferencialmente à superfície é denominada fase molhante enquanto as outras fases são denominadas não-molhantes. Por capilaridade, o fluido molhante tende a ocupar os poros menores, enquanto o fluido não-molhante tende a ocupar os poros mais abertos (Amyx *et al.* 1960).

A molhabilidade pode ser avaliada pelo ângulo de contato (θ) entre o líquido e a superfície sólida. Na Figura 3.2 são apresentadas as possíveis configurações do ângulo de contato para um sistema bifásico água-óleo. Dependendo das interações rocha-fluido, a molhabilidade do sistema pode variar de fortemente molhável à água, até fortemente molhável ao óleo. Quando o comportamento da molhabilidade não é facilmente distinguível entre molhável à água ou ao óleo, a rocha é considerada de molhabilidade neutra ou intermediária.

Treiber *et al.* (1972) e Chilingar e Yen (1983) reportaram estudos de molhabilidade utilizando medidas do ângulo de contato entre o fluido e a rocha. Ambos os estudos utilizaram critérios arbitrários para a determinação das regiões de molhabilidade à água, intermediária ou ao óleo. Os critérios utilizados por eles são apresentados na Tabela 3.1.

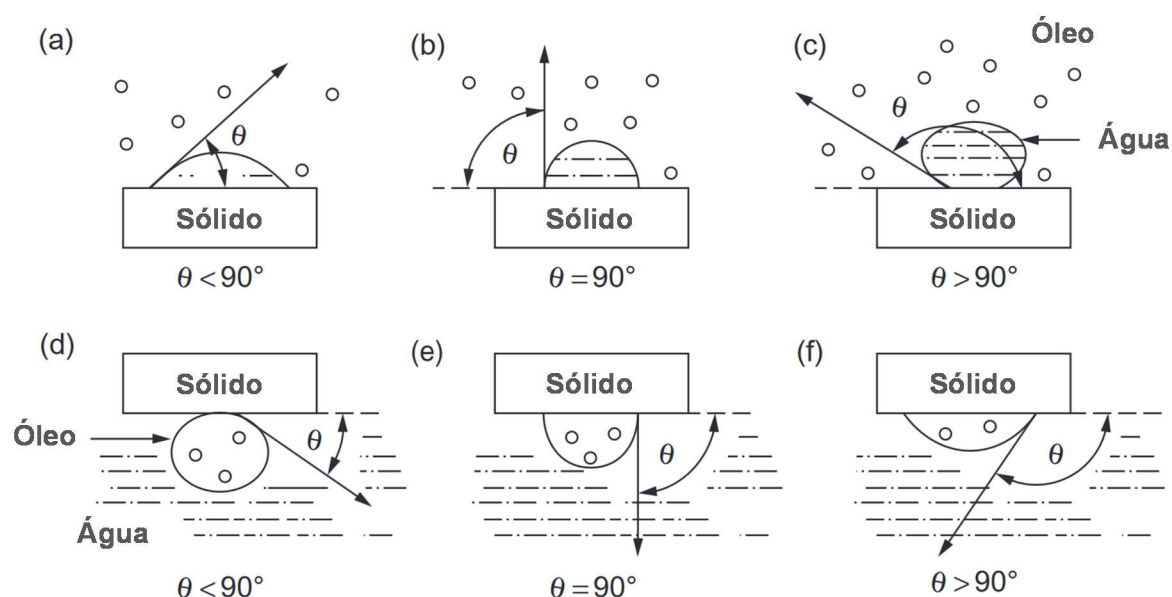


Figura 3.2 – Ângulo de contato em um sistema água-óleo para: (a-c) uma gota de água cercada por óleo; (d-f) uma gota de óleo cercada por água (Adaptado de: Tiab e Donaldson 2012)

Tabela 3.1 – Critérios utilizados na determinação da região de molhabilidade

Molhabilidade	Água	Neutra / Intermediária	Óleo
Treiber <i>et al.</i> 1972	$0^\circ < \theta < 75^\circ$	$75^\circ < \theta < 105^\circ$	$105^\circ < \theta < 180^\circ$
Chilingar e Yen 1983	$0^\circ < \theta < 80^\circ$	$80^\circ < \theta < 100^\circ$	$100^\circ < \theta < 180^\circ$

Treiber *et al.* (1972) utilizaram o ângulo de contato para inferir, de forma quantitativa, a molhabilidade de 30 amostras de rocha de arenito e 25 amostras de rocha de carbonato de regiões diferentes. Eles observaram que as amostras de arenito apresentaram molhabilidade preferencial à água e ao óleo em proporções semelhantes (43% e 50%, respectivamente), ou seja, a molhabilidade do arenito não é função da litologia. Porém, para as amostras carbonáticas, foi observado que 84% destas apresentaram molhabilidade preferencial ao óleo. De acordo com os resultados, 7% das amostras de rocha de arenito e 8% das amostras de rocha de carbonato apresentaram molhabilidade intermediária.

Chilingar e Yen (1983) examinaram a molhabilidade de 161 amostras de diferentes reservatórios carbonáticos (calcários e dolomíticos). Eles observaram que 80% das rochas analisadas eram molháveis ao óleo, sendo 15% fortemente molháveis ao óleo ($\theta > 160^\circ$). Entre as amostras analisadas, 12% apresentaram molhabilidade intermediária e apenas 8% apresentaram molhabilidade preferencial à água.

Esta tendência de molhabilidade preferencial ao óleo apresentada pelas amostras de rocha de carbonato pode ser explicada por uma combinação de fatores como a composição do

óleo, o pH e a salinidade. O petróleo contém compostos polares ácidos (grupos carboxílicos e fenólicos) que podem modificar a molhabilidade do reservatório através da alteração das espécies químicas na interface rocha-fluido (Tiab e Donaldson 2012).

A interface sílica-água é ácida enquanto a interface carbonato-água é básica (alcalina). Portanto, os compostos ácidos do petróleo não se adsorvem em superfícies de sílica, mas adsorvem na superfície do carbonato, tornando-o molhável ao óleo (Tiab e Donaldson 2012). A atração entre a superfície sólida e óleos não-polares (como por exemplo os óleos minerais) é desprezível (Chilingar e Yen 1983).

Uma vez que a molhabilidade da rocha é suscetível a alterações pela adsorção dos componentes químicos do óleo, Brown e Fatt (1956) levantaram a hipótese da existência de um amplo espectro de molhabilidades. Eles propuseram um novo tipo de molhabilidade, a molhabilidade fracionária, e definiram este tipo de molhabilidade como uma condição em que parte da rocha sofreu alteração de molhabilidade enquanto outra parte não. Ou seja, a rocha é molhável à água e ao óleo ao mesmo tempo.

Salathiel (1973) propôs um tipo específico de molhabilidade fracionária denominada molhabilidade mista. Segundo ele, este tipo de molhabilidade ocorre quando os poros maiores da rocha são molháveis ao óleo, formando um filme contínuo de óleo dentro destes poros, enquanto os poros de menor diâmetro são molháveis à água e, devido às forças capilares, esta água fica imóvel. Este tipo de molhabilidade pode explicar uma baixa saturação residual de óleo obtida em amostras molháveis ao óleo.

3.4. Razão de Mobilidades e Fluxo Fracionário

A razão de mobilidades (M) no meio poroso é determinada a partir da Eq. 3.8:

$$M = \frac{\lambda_{\text{fluido deslocante}}}{\lambda_{\text{fluido deslocado}}} \quad \text{Eq. 3.8}$$

onde λ é a mobilidade. A mobilidade de um fluido é definida como a razão entre a permeabilidade efetiva ao fluido e a sua viscosidade, em condições de reservatório.

Os polímeros são adicionados ao fluido deslocante (água) com o objetivo de reduzir a sua mobilidade em relação à mobilidade do fluido deslocado (óleo). Uma razão de mobilidades desfavorável resulta em uma frente de avanço instável do fluido injetado. Fenômeno este, conhecido como digitação viscosa. Por outro lado, uma razão de mobilidades

favorável reduz a instabilidade do escoamento, melhora a eficiência de varrido areal e vertical, e aumenta o fator de recuperação.

A Figura 3.3 ilustra a eficiência de varrido areal obtida com uma razão de mobilidades desfavorável (injeção de água) e com uma razão de mobilidades favorável (injeção de solução polimérica).

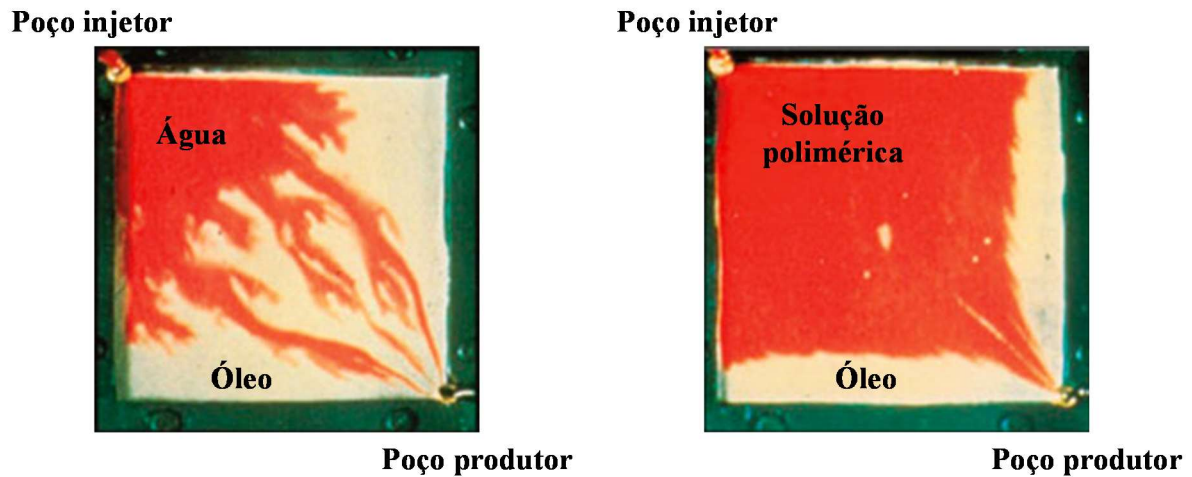


Figura 3.3 – Eficiência de varrido areal obtida através da injeção de água e da injeção de solução polimérica (Adaptado de: Sheng 2012)

Em um sistema água-óleo, a razão de mobilidades é definida conforme Eq. 3.9.

$$M_{w-o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w}{\mu_w} * \frac{\mu_o}{k_o} \quad \text{Eq. 3.9}$$

A viscosidade de um fluido não-Newtoniano (solução polimérica), entretanto, não é constante, sendo diretamente influenciada pela taxa de cisalhamento a qual este é submetido. Neste caso, utiliza-se a lei de Darcy para ajustar a equação, e obtém-se a razão de mobilidades polímero-óleo através da Eq. 3.10:

$$M_{p-o} = \frac{\lambda_{pol}}{\lambda_o} = \frac{k_{pol}}{\mu_{pol}} * \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{q_{pol}}{\Delta P_{pol}} * \frac{\Delta P_o}{q_o} \quad \text{Eq. 3.10}$$

onde o subíndice *pol* refere-se ao fluido polimérico.

Supondo um escoamento horizontal e, desprezando os efeitos gravitacionais e o gradiente de pressão capilar, o fluxo fracionário de água (f_w) pode ser obtido de acordo com a Eq. 3.11.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\mu_w}{k_w}} = \frac{1}{1 + \frac{1}{M}} \quad \text{Eq. 3.11}$$

Esta equação indica que o fluxo fracionário de água é inversamente proporcional à sua viscosidade. Consequentemente, o aumento em sua viscosidade fará com que o fluxo fracionário seja reduzido.

Assumindo que os fluidos são incompressíveis, é válida a Eq. 3.12.

$$f_w + f_o = 1 \quad \text{Eq. 3.12}$$

Pode-se concluir, então, que a redução no fluxo fracionário de água resulta no aumento do fluxo fracionário de óleo.

A Figura 3.4 apresenta duas curvas de fluxo fracionário em função da saturação de água. A curva preta ilustra uma injeção de água (solução salina) enquanto a curva verde representa a injeção de uma solução aquosa mais viscosa (solução polimérica).

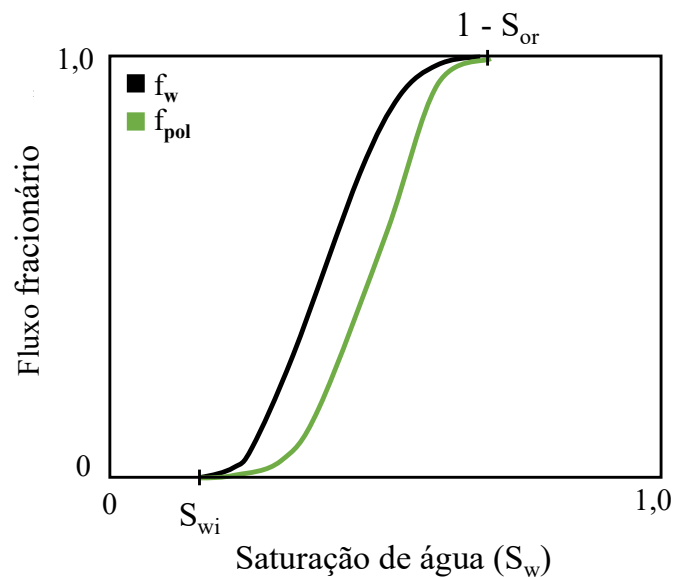


Figura 3.4 – Exemplo de curvas de fluxo fracionário para a injeção de água e de polímero (Adaptado de: Lake 1989)

A diferença na inclinação da curva verde é o resultado da alteração da saturação média de água no momento de irrupção. Esta diferença representa um acréscimo no fator de recuperação de óleo em decorrência do aumento na viscosidade do fluido injetado até o momento de irrupção do mesmo.

3.5. Reologia e Reometria

A reologia pode ser definida como a ciência que estuda o escoamento e a deformação da matéria. Ela é utilizada para descrever as inter-relações de força, deformação e tempo em sólidos, líquidos e/ou gases. A técnica experimental utilizada na determinação das propriedades reológicas dos fluidos é denominada reometria.

A Figura 3.5 apresenta duas placas paralelas infinitas afastadas por uma distância h , sendo o espaço entre elas preenchido por um fluido. Fixando-se a placa inferior, e aplicando-se uma força na placa superior, essa desloca-se a uma velocidade v , provocando uma variação de velocidade, em regime estacionário laminar, entre as placas. A camada de fluido mais próxima à placa inferior permanece estática, enquanto a camada de fluido mais próxima à placa superior move-se com a mesma velocidade desta placa.

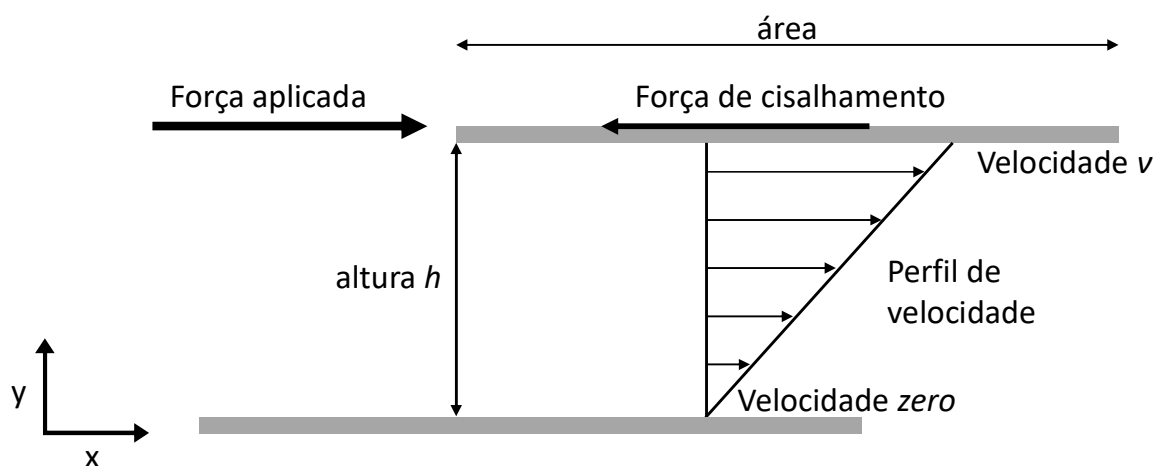


Figura 3.5 – Força de cisalhamento aplicada sobre um fluido entre duas placas

Assumindo que o escoamento do fluido ocorre em regime laminar, a força aplicada dá origem a uma força (tensão) de cisalhamento, porém em sentido contrário. Isso ocorre devido à força de coesão do fluido sobre a placa e/ou entre as camadas do mesmo.

A tensão de cisalhamento (τ) é definida como a razão entre a força (F) aplicada na direção do escoamento e a área da superfície exposta ao cisalhamento conforme Eq. 3.13.

$$\tau = \frac{F}{A} \quad \text{Eq. 3.13}$$

A razão entre o gradiente da velocidade entre duas camadas adjacentes do fluido e a distância entre elas é definida como taxa de cisalhamento ($\dot{\gamma}$) conforme Eq. 3.14.

$$\dot{\gamma} = \frac{dv}{dh} \quad \text{Eq. 3.14}$$

3.5.1. Modelos Reológicos

A relação entre a tensão e a taxa de cisalhamento define, de certo modo, o comportamento reológico dos fluidos. Para fluidos Newtonianos, existe uma constante de proporcionalidade entre estes parâmetros, definida como *viscosidade dinâmica*. Entretanto, para fluidos não-Newtonianos, a relação entre a tensão e a taxa de cisalhamento apresenta um comportamento não-linear. Neste caso, é preferível o termo *viscosidade aparente*, ou seja, a viscosidade que o fluido teria naquela condição de escoamento se fosse Newtoniano.

Matematicamente, a relação tensão-taxa de cisalhamento é conhecida como equação de fluxo, e sua representação gráfica é denominada curva de fluxo. A curva de fluxo é, portanto, um registro gráfico que ilustra como a tensão cisalhante varia em função da taxa de cisalhamento (Machado 2002). A Figura 3.6 apresenta curvas de fluxo para alguns tipos de fluidos de acordo com o comportamento da tensão de cisalhamento.

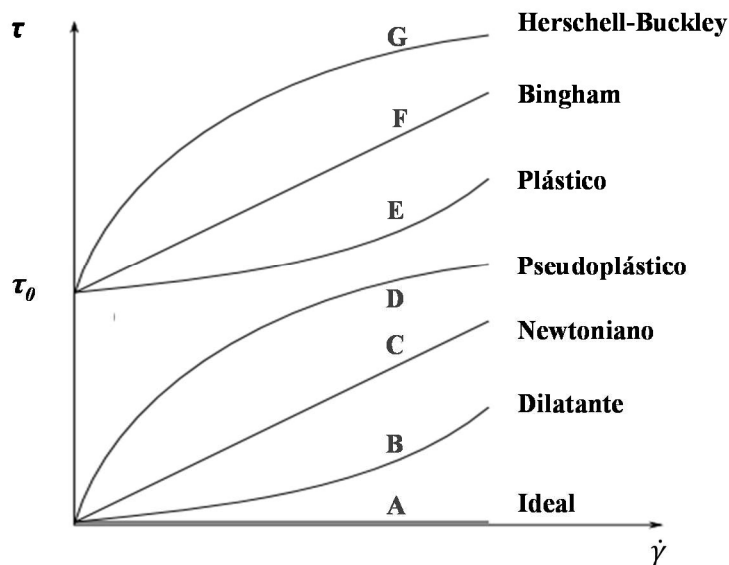


Figura 3.6 – Comportamento das curvas de fluxo para alguns tipos de fluidos (Adaptado de: Machado 2002)

A curva A representa o comportamento de um fluido ideal. Neste tipo de fluido não há viscosidade e, portanto, a tensão de cisalhamento é nula para qualquer taxa de cisalhamento. A curva B ilustra um fluido do tipo dilatante, onde a viscosidade aparente aumenta com o aumento da taxa de cisalhamento. A curva C ilustra o comportamento de um fluido Newtoniano onde a tensão é proporcional à taxa de cisalhamento. O fluido D representa um fluido do tipo pseudoplástico. Ao contrário do fluido dilatante, neste tipo de fluido, a viscosidade aparente

diminui com o aumento da taxa de cisalhamento. O fluido E, também conhecido como fluido plástico, é similar ao fluido dilatante, porém este fluido só escoar a partir do momento em que uma tensão limite de escoamento (τ_0), ou tensão crítica, é aplicada. O fluido F, ou Bingham, é visto como um fluido similar ao Newtoniano, porém também requer uma tensão mínima para o início do escoamento. Por fim, a curva G representa um fluido do tipo Herschell-Buckley. Este fluido possui um comportamento similar a um fluido do tipo pseudoplástico, porém com a adição de uma tensão crítica para o escoamento. A Tabela 3.2 apresenta a equação de fluxo que representa cada um destes fluidos.

Tabela 3.2 – Equação de fluxo para fluidos Newtoniano e não-Newtonianos

Fluido	Equação	Observações
Ideal	$\tau = 0$	
Dilatante	$\tau = K(\dot{\gamma})^n$	$n > 1$
Newtoniano	$\tau = \mu\dot{\gamma}$	
Pseudoplástico	$\tau = K(\dot{\gamma})^n$	$n < 1$
Plástico	$\tau = \tau_0 + K(\dot{\gamma})^n$	$n > 1$
Bingham	$\tau = \tau_0 + \eta_p\dot{\gamma}$	
Herschell-Buckley	$\tau = \tau_0 + K(\dot{\gamma})^n$	$n < 1$

K = índice de consistência, n = índice de comportamento, μ = viscosidade absoluta ou dinâmica, η_p = viscosidade plástica, τ_0 = tensão limite de escoamento, ou tensão crítica.

Soluções poliméricas exibem um comportamento complexo de escoamento. A relação viscosidade-taxa de cisalhamento destes fluidos apresenta três regiões distintas. Para taxas de cisalhamento suficientemente baixas, as soluções poliméricas apresentam um platô de viscosidade, denominado de viscosidade na taxa de cisalhamento zero (η_0). A partir de uma taxa de cisalhamento crítica ($\dot{\gamma}_c$), observa-se uma redução na viscosidade do fluido, e o seu comportamento é alterado de Newtoniano para pseudoplástico³. Para taxas de cisalhamento bastante altas, um segundo platô de viscosidade é observado, denominado de viscosidade na taxa de cisalhamento infinita (η_∞). A tendência é que, para taxas de cisalhamento tendendo ao infinito, a viscosidade da solução polimérica seja semelhante à viscosidade do solvente (Sorbie 1991).

Alguns modelos empíricos foram propostos para descrever o comportamento destes fluidos em uma ou mais destas regiões (Bird *et al.* 1960; Carreau 1972). O modelo proposto

³ O comportamento pseudoplástico observado em fluidos poliméricos está relacionado à orientação das macromoléculas no sentido do escoamento do fluido (Rashidi 2010a)

por Ostwald e de Waele, também conhecido como *power law* ou lei das potências, é o modelo mais utilizado para descrever o comportamento pseudoplástico da solução polimérica (Bird *et al.* 1960). Entretanto, este modelo não apresenta parâmetros satisfatórios nas regiões Newtonianas, tanto no platô superior quanto no platô inferior. Um modelo mais abrangente, capaz de descrever o comportamento da solução polimérica nas três regiões é dado por Carreau (1972).

As equações de fluxo dos modelos reológicos *power law* e Carreau são apresentadas na Tabela 3.3. A comparação gráfica entre estes modelos é apresentada na Figura 3.7.

Tabela 3.3 – Modelos reológicos e equações de fluxo

Modelo reológico	Equação de fluxo
Power law	$\eta = K(\dot{\gamma})^{n-1}$
Carreau	$\eta = \eta_{\infty} + (\eta_0 - \eta_{\infty})[1 + (\lambda\dot{\gamma})^2]^{\frac{n-1}{2}}$

η = viscosidade aparente; λ = tempo de relaxação.

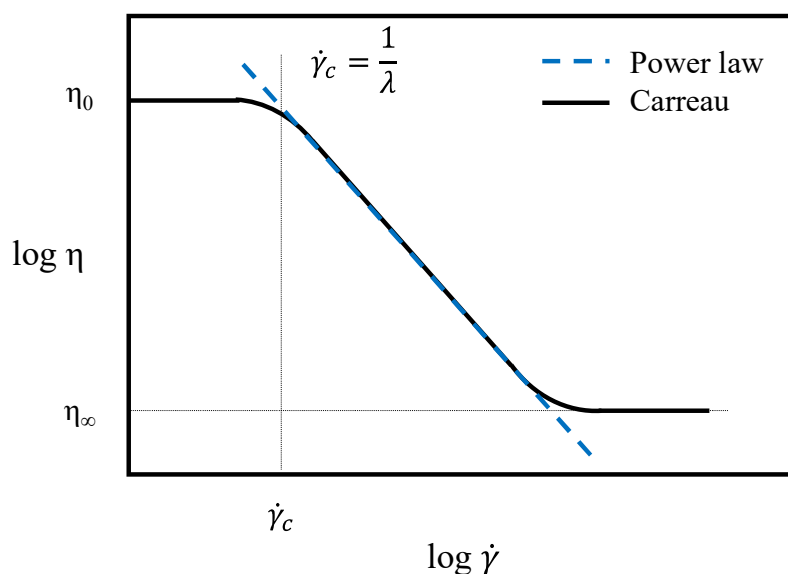


Figura 3.7 – Comparação gráfica entre os modelos reológicos *power law* e Carreau

O tempo de relaxação corresponde ao tempo necessário para que a molécula do polímero retorne à sua conformação original após a deformação. O inverso deste tempo corresponde à taxa de cisalhamento crítica (Sorbie 1991).

Na Figura 3.7, pode ser observado que as curvas de fluxo obtidas através dos modelos reológicos *power law* e Carreau se sobrepõem na região pseudoplástica.

Matematicamente, para que isso ocorra, é necessário que a inclinação da reta, ou seja, o índice de comportamento seja semelhante.

Embora o modelo proposto por Carreau (1972) ofereça um ajuste melhor para o comportamento reológico da solução polimérica, a sua aplicação é mais complexa, pois requer a determinação de quatro parâmetros, contra apenas dois do *power law*.

3.5.2. Concentração Crítica e Viscosidade Intrínseca

A concentração crítica (c^*) de um polímero corresponde à região de transição entre dois regimes de comportamento da solução polimérica: o diluído e o semidiluído. No regime diluído, as macromoléculas do polímero estão distantes entre si e a viscosidade da solução depende essencialmente do volume que cada uma dessas macromoléculas ocupa. Porém, no regime semidiluído, as macromoléculas se entrelaçam, resultando em um processo de fricção entre elas (Papanagopoulos *et al.* 1998; Al Hashmi *et al.* 2013). De acordo com Sorbie (1991), este entrelaçamento molecular faz com que as moléculas tenham maior dificuldade em se orientar no sentido do escoamento, aumentando a viscosidade da solução polimérica.

A concentração crítica do polímero é obtida a partir do gráfico (log-log) da viscosidade aparente da solução polimérica (para a taxa de cisalhamento tendendo a zero) em função da concentração de polímero. Graficamente, duas retas com diferentes inclinações são observadas e, a intersecção entre elas, representa a concentração crítica (Al Hashmi *et al.* 2013).

A viscosidade intrínseca ($[\eta]$) está diretamente relacionada ao tamanho da molécula do polímero em solução. Esta viscosidade é obtida através do gráfico da viscosidade reduzida (η_R) e inerente (η_I) em função da concentração de polímero. A extrapolação destas curvas para uma concentração nula de polímero indica a viscosidade intrínseca, conforme apresentado na Eq. 3.15 (Sorbie 1991):

$$[\eta] = \lim_{c \rightarrow 0} \eta_R = \lim_{c \rightarrow 0} \eta_I \quad \text{Eq. 3.15}$$

onde:

$$\eta_R = \frac{\eta_r - 1}{c} \quad \text{Eq. 3.16}$$

$$\eta_I = \frac{\ln \eta_r}{c} \quad \text{Eq. 3.17}$$

$$\eta_r = \frac{\eta}{\eta_s} \quad \text{Eq. 3.18}$$

η_s é a viscosidade do solvente, η_r é a viscosidade relativa, c é a concentração de polímero.

Na região diluída, a viscosidade intrínseca é independente da concentração do polímero. Sendo assim, ela pode ser utilizada para estimar a massa molar média ($[M]$) da molécula do polímero. A relação entre a viscosidade intrínseca e a massa molar média é dada pela equação de Mark-Houwink, conforme Eq. 3.19:

$$[\eta] = K' * [M]^a \quad \text{Eq. 3.19}$$

onde K' e a são constantes para um dado sistema polímero-solvente e para cada temperatura. De acordo com Sorbie (1991), os valores de K' podem variar de 3 a 700×10^{-3} , enquanto os valores de a variam de 0,5 a aproximadamente 1,0.

3.5.3. Viscoelasticidade

O conceito de elasticidade vem de 1678, quando Robert Hooke enunciou que a força de uma mola qualquer se relaciona à tensão na mesma através de uma constante de proporcionalidade conforme Eq. 3.20:

$$\tau = G \gamma \quad \text{Eq. 3.20}$$

onde γ é a deformação e G é o módulo de rigidez.

De forma semelhante, em 1687, Isaac Newton desenvolveu o conceito de viscosidade. De acordo com ele, a resistência obtida pelo atrito das partículas de um líquido é proporcional à velocidade com que estas partículas são separadas. De acordo com a lei de Newton da viscosidade, a tensão e a taxa de deformação (ou taxa de cisalhamento) também são relacionadas através de uma constante de proporcionalidade conforme Eq. 3.21.

$$\tau = \eta \dot{\gamma} \quad \text{Eq. 3.21}$$

O sólido Hookeano e o líquido Newtoniano representam os extremos clássicos da viscoelasticidade. Qualquer matéria cujo comportamento se situe entre estes dois modelos é classificada como viscoelástica.

As técnicas reológicas utilizadas na análise do comportamento viscoelástico do material incluem testes oscilatórios (dinâmicos) e testes de fluência e relaxação (*creep and recovery*).

Na Figura 3.8 é apresentado o modelo de um teste oscilatório. Neste tipo de teste aplica-se uma tensão (estímulo) que varia senoidalmente com o tempo, e determina-se a deformação (resposta) do material, ou vice-versa.

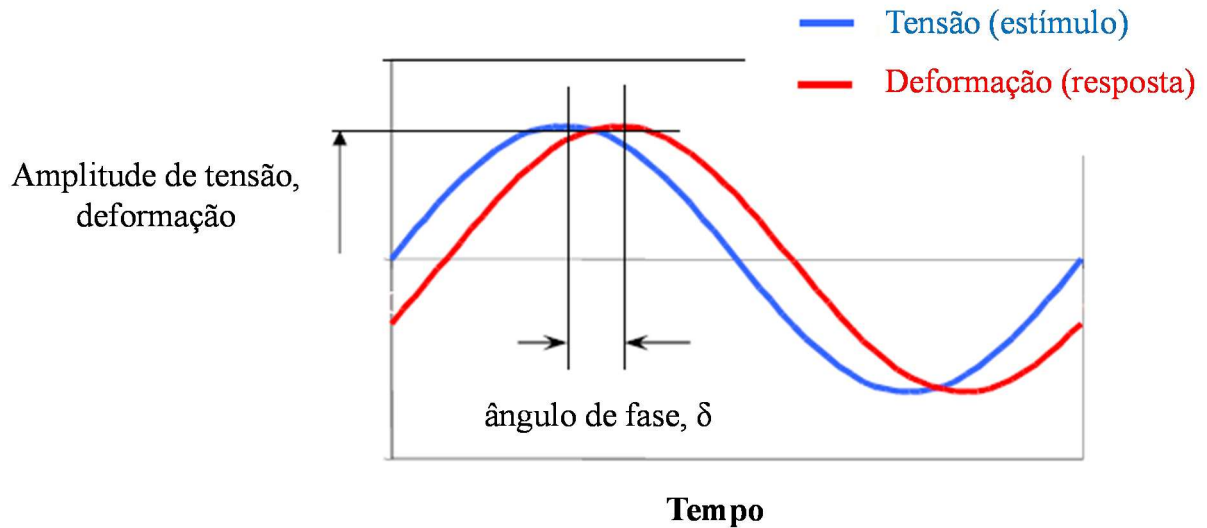


Figura 3.8 – Modelo de um teste oscilatório

De acordo com os parâmetros viscoelásticos, o módulo complexo (G^*) representa a medida da resistência total do material a uma determinada deformação aplicada. Este módulo consiste em uma componente elástica (G') em fase com a deformação, e uma componente viscosa (G'') defasada em $\pi/2$.

O módulo elástico, também conhecido como módulo de armazenamento, indica a habilidade do material em armazenar energia. Por sua vez, o módulo viscoso, ou módulo de perda, indica a habilidade do material em dissipar energia. A defasagem (amortecimento) entre a tensão e a deformação equivale ao ângulo de fase (δ).

A relação entre estes parâmetros é obtida conforme Eq. 3.22, Eq. 3.23 e Eq. 3.24 (Barnes *et al.* 1989) (Machado 2002).

$$G^* = G' + iG'' \quad \text{Eq. 3.22}$$

$$G' = G^* \cos \delta \quad \text{Eq. 3.23}$$

$$G'' = G^* \sen \delta \quad \text{Eq. 3.24}$$

Substâncias viscoelásticas apresentam valores do ângulo de fase variando entre 0° e 90° . Quando $\delta = 0^\circ$, o fluido se comporta como um sólido Hookeano (puramente elástico). De forma semelhante, quando $\delta = 90^\circ$, o fluido se comporta como um líquido Newtoniano (puramente viscoso).

Materiais puramente elásticos sofrem deformação elástica quando submetidos a forças externas. A energia é armazenada e o material recupera completamente a sua forma inicial quando a força externa é retirada. Já os materiais puramente viscosos sofrem uma deformação irreversível, ou seja, a energia é transformada em escoamento e, após a retirada da força externa, a forma final deformada se mantém. Materiais viscoelásticos também sofrem deformação quando submetidos a forças externas, porém, com a retirada da mesma, parte da deformação sofrida é recuperada enquanto outra parte é transformada em escoamento.

A viscosidade medida em experimentos oscilatórios é denominada viscosidade complexa (η^*). Esta viscosidade representa a medida da resistência total do material ao escoamento em função da frequência angular (ω). Assim como o módulo complexo, este parâmetro também possui uma componente real (viscosidade dinâmica, η') em fase com a deformação, e uma componente imaginária (viscosidade imaginária, η'') defasada em $\pi/2$, conforme Eq. 3.25. Para um fluido newtoniano, $\eta' = \mu$ e $\eta'' = 0$.

$$\eta^* = \frac{G^*}{\omega} = \eta' - i\eta'' \quad \text{Eq. 3.25}$$

Varredura de amplitude de deformação (ou tensão)

O ensaio de varredura de amplitude de deformação é o primeiro teste realizado na análise da viscoelasticidade da solução polimérica. Este ensaio objetiva determinar os limites da região viscoelástica linear (RVL) do fluido. Nesta região, as tensões aplicadas são insuficientes para quebrar a estrutura de repouso das moléculas, e portanto, as propriedades microestruturais podem ser medidas. Fora desta região, os parâmetros viscoelásticos perdem seus significados físicos (Mendes 2013).

Neste teste, aplica-se uma rampa de deformação, à frequência constante, que varia senoidalmente com o tempo e, a partir dos resultados, determinam-se os limites máximo e mínimo da RVL. Os limites são determinados pelo comportamento das curvas dos módulos

elástico e viscoso. Na região viscoelástica linear, as curvas seguem paralelas, ou seja, não variam com a amplitude de deformação aplicada.

Varredura de tempo

O teste de varredura de tempo é realizado para que se possa verificar a ocorrência de qualquer alteração na microestrutura do material ao longo do tempo de teste. Essa alteração pode ser resultado de degradação do polímero, reação química, evaporação do solvente, sedimentação, entre outros.

Este ensaio consiste em submeter a amostra a uma tensão oscilatória senoidal com amplitude e frequência fixas, sendo que a amplitude da tensão deve ser tal que situe o teste dentro da região viscoelástica linear (Thermo Fisher Scientific 2008b).

Varredura de frequência

No ensaio de varredura de frequência aplica-se uma amplitude de tensão constante (dentro da RVL) que varia senoidalmente com a frequência. Dessa forma, os módulos de armazenamento e de perda são obtidos em função da frequência oscilatória angular, $G'(\omega)$ e $G''(\omega)$. Além disso, para frequências baixas, a viscosidade complexa pode indicar o valor da viscosidade aparente do fluido na condição de taxa de cisalhamento zero (*zero shear viscosity*).

A viscosidade do fluido polimérico na condição de cisalhamento zero representa a viscosidade deste fluido quando em repouso. Dessa forma, uma viscosidade de cisalhamento elevada na taxa de cisalhamento zero tem papel fundamental na inibição de processos de sedimentação.

Regra de Cox-Merz

A regra de Cox-Merz é uma correlação empírica que compara a viscosidade dinâmica complexa em função da frequência angular com a viscosidade aparente em função da taxa de cisalhamento (Cox e Merz 1958). Esta comparação só é válida quando a frequência angular é numericamente igual à taxa de cisalhamento, conforme Eq. 3.26.

$$\eta^*(\omega) = \eta(\dot{\gamma}) \Big|_{\omega=\dot{\gamma}} \quad \text{Eq. 3.26}$$

A correlação de Cox-Merz, apesar de empírica, possibilita prever a viscosidade aparente da solução polimérica a partir de testes dinâmicos. Da mesma forma, quando não for

possível a realização de testes oscilatórios, a viscosidade aparente pode ser utilizada para prever a viscosidade dinâmica complexa.

Fluência e Relaxação

O ensaio de fluência e relaxação é realizado para que se possa discretizar a propriedade viscoelástica do fluido entre as componentes elástica e viscosa.

O teste de fluência consiste em aplicar uma tensão de cisalhamento em degrau por um determinado período, obtendo-se a deformação resultante. Esta tensão deve estar localizada na região viscoelástica linear, onde a microestrutura do material se mantém intacta.

O teste de relaxação é iniciado no momento em que o regime permanente é atingido no teste de fluência. Neste momento, a tensão aplicada é retirada, e a deformação recuperável (componente elástica) é obtida⁴ (Thermo Fisher Scientific 2008b).

A resposta obtida em um teste de fluência e relaxação é normalmente apresentada em termos da compliância, $J(t)$ ⁵, que equivale à razão entre a deformação medida e a tensão aplicada.

3.5.4. Tensão Limite de Escoamento

Para alguns fluidos, o início do escoamento só ocorre a partir do momento em que uma tensão crítica (*yield stress*) é atingida, denominada tensão limite de escoamento. Se uma força externa abaixo desta tensão é aplicada, o material se comporta como um sólido e deforma elasticamente. Entretanto, quando a tensão externa supera a tensão crítica, a estrutura formada se rompe e o material começa a escoar como um líquido.

Um dos métodos de se determinar a tensão crítica do fluido é através da aplicação de uma rampa de tensão. O fluido sofre deformação elástica até o momento em que a medida da viscosidade atinge um pico. Este pico na viscosidade representa o ponto onde a estrutura elástica se rompe e o material começa a escoar. Caso este pico não seja observado, é assumido que o fluido não tem tensão crítica nas condições do teste.

3.5.5. Tixotropia

A tixotropia é um fenômeno reológico, típico de fluidos não-Newtonianos, caracterizada pela dependência da viscosidade do fluido com o tempo de exposição ao

⁴ A componente viscosa da deformação é permanente.

⁵ A compliância é uma propriedade do fluido de permitir que ocorra uma alteração em sua forma diante de uma força aplicada.

cisalhamento. Quando em repouso, os fluidos tixotrópicos dão lugar à formação de um *gel*, porém, recuperam a sua fluidez e retornam ao estado *sol* com o reinício do cisalhamento. Este comportamento é desejável para fluidos de perfuração, não sendo comum em fluidos de recuperação (Machado 2002).

A viscosidade dos fluidos tixotrópicos está diretamente relacionada ao arranjo e rearranjo da estrutura das partículas em solução. Quando o fluido é submetido ao cisalhamento esta estrutura é rompida e suas partículas tendem a se orientar na direção da força aplicada. Já quando o fluido é colocado em repouso, a estrutura é reconstruída, retornando ao seu estado inicial. Portanto a medida da viscosidade depende da condição anterior de cisalhamento do fluido.

O ensaio de tixotropia consiste na realização de dois ensaios de curva de fluxo em regime transiente. Um dos testes é realizado à taxa crescente de cisalhamento enquanto o outro é realizado à taxa decrescente de cisalhamento.

Para um fluido não-tixotrópico espera-se que as curvas de fluxo obtidas aumentando e diminuindo a taxa de cisalhamento se sobreponham. Neste caso, o valor obtido para a viscosidade é independente do histórico de cisalhamento. Considerando-se fluidos tixotrópicos, duas curvas de fluxo distintas são obtidas em função do histórico de cisalhamento. A área entre estas curvas representa a energia consumida para a quebra da estrutura e indica o valor da tixotropia.

4. METODOLOGIA E APLICAÇÕES

Neste capítulo são apresentados os fluidos, os aditivos químicos, as rochas e os equipamentos utilizados no decorrer dos experimentos. Além disso, o protocolo de testes e a bancada experimental utilizada na realização dos testes de deslocamento são detalhados.

4.1. Materiais

Os testes de deslocamento foram elaborados de forma a mimetizar a implantação do método de recuperação avançada através da injeção de solução polimérica em um reservatório de rochas carbonáticas localizado em ambiente marinho. Imagens de tomografia foram obtidas ao longo dos experimentos de forma a contribuir com a análise dos dados obtidos por balanço de volume.

Amostras de rocha de coquina provenientes de um afloramento localizado na Bacia Sergipe–Alagoas (Formação morro do Chaves) foram selecionadas para representar um reservatório carbonático. As amostras foram cortadas a partir de um mesmo bloco a fim de que suas propriedades petrofísicas fossem semelhantes e não interferissem nos resultados.

Na Figura 4.1 são apresentadas as amostras de coquina selecionadas para a realização dos testes de deslocamento.



Figura 4.1 – Amostras de coquina selecionadas para a realização dos testes de deslocamento

A solução salina foi selecionada com base em uma composição de água do mar reportada na literatura (Austad *et al.* 2005; 2008). Os sais presentes nesta composição foram dissolvidos em água deionizada (resistividade $\sim 18,2 \text{ M}\Omega\cdot\text{cm}$ a 23°C) e, a partir desta

composição, os fluidos poliméricos foram projetados de forma a atingir uma viscosidade de interesse. A Tabela 4.1 apresenta a composição da água do mar sintética (SSW) utilizada em cada experimento.

Tabela 4.1 – Composição da água do mar sintética utilizada em cada experimento

Composição	Experimento 1 (SSW1) *	Experimento 2 (SSW2)	Unidade
Na ⁺	10,35	10,35	g/L
K ⁺	0,384	0,384	g/L
Mg ²⁺	1,194	1,194	g/L
Ca ²⁺	0,407	0,407	g/L
Cl ⁻	18,72	4,550	g/L
I ⁻	-	19,78	g/L
HCO ₃ ⁻	0,142	0,142	g/L
SO ₄ ²⁻	2,307	2,307	g/L
Total de sólidos dissolvidos (TDS)	33,50	33,50	g/L
Dureza	1,601	1,601	g/L
Força iônica	0,662	0,418	mol/L

*(Austad *et al.* 2005; 2008)

Para a realização de testes de deslocamento com aquisição de tomografia é essencial intensificar o contraste de leitura entre os fluidos utilizados. Sendo assim, para aumentar a sensibilidade das medidas no tratamento das imagens, um deles é normalmente dopado. Um hidrocarboneto iodado é geralmente utilizado para dopar a fase oleica enquanto um sal iodado pode ser utilizado para dopar a fase aquosa (Vinegar e Wellington 1987; McPhee *et al.* 2015).

Para verificar a influência do tipo de dopante na qualidade dos dados de tomografia, optou-se por dopar a fase oleica em um dos experimentos (experimento 1) e a fase aquosa em outro (experimento 2).

Para dopar a fase aquosa (SSW2), substituiu-se o cloreto de sódio pela mesma concentração de iodeto de sódio. Na Tabela 4.1, pode-se observar que esta alteração afetou tanto a concentração do íon cloreto como a força iônica da solução. Entretanto, parâmetros como total de sólidos dissolvidos e dureza permaneceram inalterados.

Para representar a fase oleica, optou-se pelo óleo mineral EMCA, pois, nas condições do experimento (~20 °C), este óleo possui uma viscosidade mediana (~20 mPa.s), proporcionando uma razão de viscosidades água-óleo suficiente para a análise dos fenômenos.

A Tabela 4.2 apresenta a composição da fase óleo utilizada em cada experimento. Para dopar esta fase foram utilizados 10% m/m de 1-iododecano (IC-10). Verificou-se, porém, que a viscosidade desta mistura foi menor que a do EMCA original. Consequentemente, para se obter uma fase oleica no experimento 2 com viscosidade semelhante à do experimento 1, o EMCA foi diluído em 5% m/m de querosene.

Tabela 4.2 – Composição da fase óleo utilizada em cada experimento

Fluido	Experimento 1	Experimento 2	Unidade
EMCA	90	95	(%m/m)
1-iododecano	10	-	(%m/m)
Querosene	-	5	(%m/m)

Os aditivos químicos e os materiais utilizados na preparação dos fluidos e na execução dos testes de deslocamento são apresentados na Tabela 4.3 e na Tabela 4.4 respectivamente.

Tabela 4.3 – Aditivos químicos utilizados na preparação dos fluidos

Aditivo	Descrição	Fornecedor	Pureza (%)
Sal	Cloreto de sódio (NaCl)	Sigma Aldrich	≥ 99,8
	Cloreto de potássio (KCl)		99,0-100,5
	Cloreto de cálcio dihidratado (CaCl ₂ * 2 H ₂ O)		≥ 99,0
	Cloreto de magnésio hexahidratado (MgCl ₂ * 6 H ₂ O)		99,0-101,0
	Sulfato de sódio (Na ₂ SO ₄)		≥ 99,0
	Carbonato de sódio (NaHCO ₃)		≥ 99,5
Dopante	Iodeto de sódio (NaI)	Synth	99,5
	1-Iododecano (C ₁₀ H ₂₁ I)	Sigma Aldrich	98,0
Óleo	Óleo mineral	EMCA	-
	Querosene	Petrobras	-
Polímero	Flopaam 3230S Grau de hidrólise = 30% [M] = 6-8 Milhões de Daltons	SNF	-

Tabela 4.4 – Materiais utilizados na execução dos testes de deslocamento

Material	Fornecedor/Modelo	Resolução	Unidade
Agitador magnético	Fisatom 752A	100	rpm
Balança analítica	OHAUS AV264P	0,0001	g
Balança semi-analítica	OHAUS ARD110	0,01	g
Bomba de vácuo	WEG	-	-
Bomba seringa	Teledyne Isco 260D	0,0001	cm ³ /min
Deionizador	Gehaka MS2000	-	-
Densímetro de imersão	-	0,002	g/cm ³
Estufa de secagem e esterilização	FANEM 315SE	-	-
Garrafas de aço	-	-	-
Paquímetro	Mitutoyo	0,01	cm
Permeabilímetro	Core Laboratories 3020-124	-	-
pHmetro	MS Technopon mPA 210	0,01	-
Porosímetro	Core Laboratories 3020-062	0,1	cm ³
Porta testemunho	Core Laboratories	-	-
Régua	-	0,1	cm
Reômetro modular	Thermo Fisher Scientific HAAKE MARS III	-	-
Tomógrafo	Siemens Somatom Emotion	512 x 512	pixel
Transdutores de pressão	Rosemount	0,1	kPa
Válvulas agulha	Autoclave Engineers	-	-
Vidraria	Pyrex / Schott	-	-

4.2. Protocolo de testes

A Figura 4.2 apresenta o protocolo de teste utilizado nos testes de deslocamento. Cada etapa deste protocolo é descrita nos itens a seguir.

4.2.1. Petrofísica Básica e Seleção das Amostras de Teste

A caracterização petrofísica é realizada com o objetivo de selecionar amostras de rocha de carbonato com propriedades semelhantes, e que possam representar um reservatório alvo hipotético, para a realização dos testes de deslocamento. Este procedimento é realizado a

partir das medidas de comprimento, diâmetro, massa, porosidade e permeabilidade absoluta ao gás.

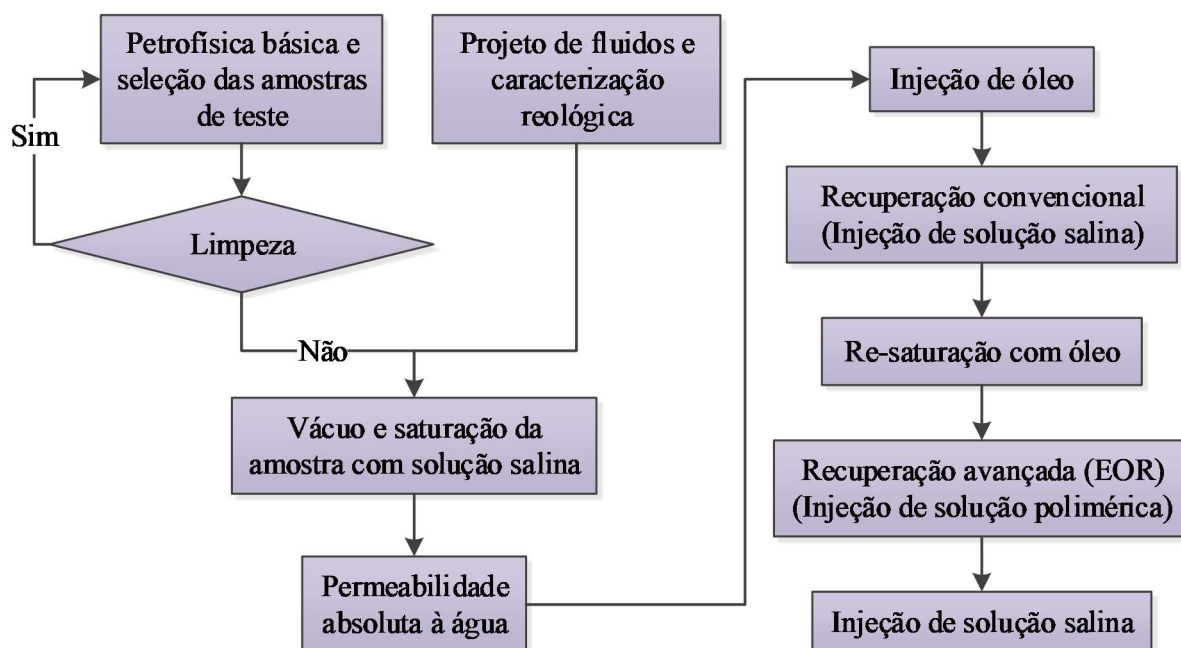


Figura 4.2 – Protocolo de teste implementado nos testes de deslocamento

O comprimento das amostras, o diâmetro e a massa foram determinados com régua, paquímetro e balança semi-analítica respectivamente. A porosidade foi determinada utilizando a técnica de expansão de gases (lei de Boyle) através de um porosímetro a gás (N_2), enquanto a permeabilidade absoluta ao gás foi determinada através de um permeabilímetro.

4.2.2. Limpeza das amostras de rocha

De acordo com a norma API RP40 (1998), os cristais de sal podem influenciar nas medidas de porosidade e permeabilidade da rocha. Portanto, antes da realização dos testes de deslocamento, é recomendado que os fluidos originais (hidrocarbonetos, água e sais), que possam estar presentes na amostra, sejam completamente removidos.

A metodologia de limpeza das amostras, pela injeção de solventes através da rocha matriz, foi realizada conforme as recomendações práticas descritas na API RP40 (1998). Os solventes foram escolhidos de acordo com a sua solubilidade. Para a remoção de água e sais, foi utilizado o álcool metílico (metanol), enquanto que para a remoção dos compostos orgânicos foi utilizado o metil benzeno (tolueno).

Na Tabela 4.5 são apresentados os solventes utilizados na etapa de limpeza das amostras de teste.

Tabela 4.5 – Solventes utilizados na etapa de limpeza das amostras de teste

Solvente	Fornecedor	Solubilidade	Pureza (%)
Álcool metílico (CH ₃ OH)	Synth	Água e sais	99,8
Metil benzeno (C ₇ H ₈)		Materiais orgânicos	99,5

As amostras pré-selecionadas foram encapsuladas individualmente em um porta-testemunho com pressão de confinamento de aproximadamente 1000 psi (~6,89 MPa). Os solventes foram colocados em uma garrafa de fluido e injetados separadamente (metanol e tolueno, nesta sequência). Aproximadamente 500 mL de cada solvente foi utilizado em cada injeção e, devido à coloração límpida do efluente após este volume de fluido injetado, a amostra foi considerada limpa.

Após o processo de limpeza, com a amostra ainda encapsulada, injetou-se ar comprimido (à vazão baixa) através da mesma por 24 horas. Este procedimento teve por objetivo acelerar o processo de evaporação dos solventes remanescentes na amostra. Após este período, a amostra foi colocada em uma estufa para secagem e esterilização.

Ao final deste procedimento, a etapa de petrofísica básica e seleção das amostras de teste foi refeita para verificar qualquer alteração que possa ter ocorrido nos valores medidos anteriormente.

O procedimento de limpeza é realizado apenas uma vez em cada amostra, ou seja, após a repetição da etapa de petrofísica básica, as amostras selecionadas estão prontas para a etapa seguinte.

4.2.3. Projeto de Fluidos e Caracterização Reológica

O projeto de fluidos é realizado anteriormente ao teste de deslocamento para que as propriedades dos mesmos (óleo, salmoura e solução polimérica) estejam de acordo com as condições desejadas para o teste. A densidade e o pH dos fluidos foram obtidos através de densímetro de imersão e pHmetro, respectivamente.

Uma vez que a salmoura e o óleo são fluidos Newtonianos, o projeto destes fluidos objetivou apenas atingir uma viscosidade alvo em função da temperatura do teste. A viscosidade da solução polimérica, entretanto, é função de outros parâmetros além da temperatura. Para a customização da solução polimérica, diversos parâmetros foram considerados, como: tipo e concentração do polímero, grau de hidrólise, salinidade, dureza e taxa de cisalhamento.

4.2.3.1. Preparação da Solução Polimérica

As soluções poliméricas foram projetadas a partir da solução sintética de água do mar de cada experimento. Para a preparação da salmoura dissolveu-se os sais presentes na composição da SSW em um balão volumétrico com um litro de água deionizada. As massas dos sais foram pesadas em uma balança analítica.

Após a solubilização, a solução salina foi colocada em um kitasato, também de um litro, e submetida à aplicação de vácuo sob forte agitação por cinco minutos. Para isto, utilizou-se uma bomba de vácuo e um agitador magnético.

O procedimento de vácuo tem por objetivo remover o oxigênio da solução salina pois, na presença do íon Fe^{2+} , este reage com a molécula do polímero (especialmente a HPAM) partindo-a em moléculas menores, reduzindo significativamente a viscosidade da solução polimérica.

De acordo com a norma API RP63 (1990), as soluções poliméricas são normalmente preparadas em soluções concentradas (solução estoque) de 5000 mg/L e, por meio de diluições, atinge-se a concentração (ou viscosidade) desejada de polímero.

A massa de polímero correspondente a 5000 mg/L em massa de salmoura foi obtida com uma balança de precisão. Utilizando um agitador magnético, ajustou-se o vórtice da salmoura no kitasato em aproximadamente 75%. O polímero foi adicionado uniformemente no “ombro” do vórtice ao longo de 30 segundos.

A dispersão inicial do polímero requer uma forte agitação para a completa hidratação do mesmo. Entretanto, esta agitação pode reagregar oxigênio à solução salina. Dessa forma, decidiu-se aplicar vácuo novamente, ainda sob forte agitação, após a adição completa do polímero. A fim de se evitar a degradação mecânica da solução polimérica, devido ao forte cisalhamento, esta etapa de vácuo durou apenas dois minutos. Decorrido este período, a velocidade do agitador magnético foi reduzida para o valor mínimo do equipamento (100 rpm).

Após três horas de agitação, o agitador magnético foi desligado e a solução estoque foi deixada em repouso por 24 horas. Sendo observada a completa solubilização do polímero, as diluições desta solução foram realizadas sob leve agitação 24 horas antes de sua utilização.

4.2.3.2. Caracterização Reológica

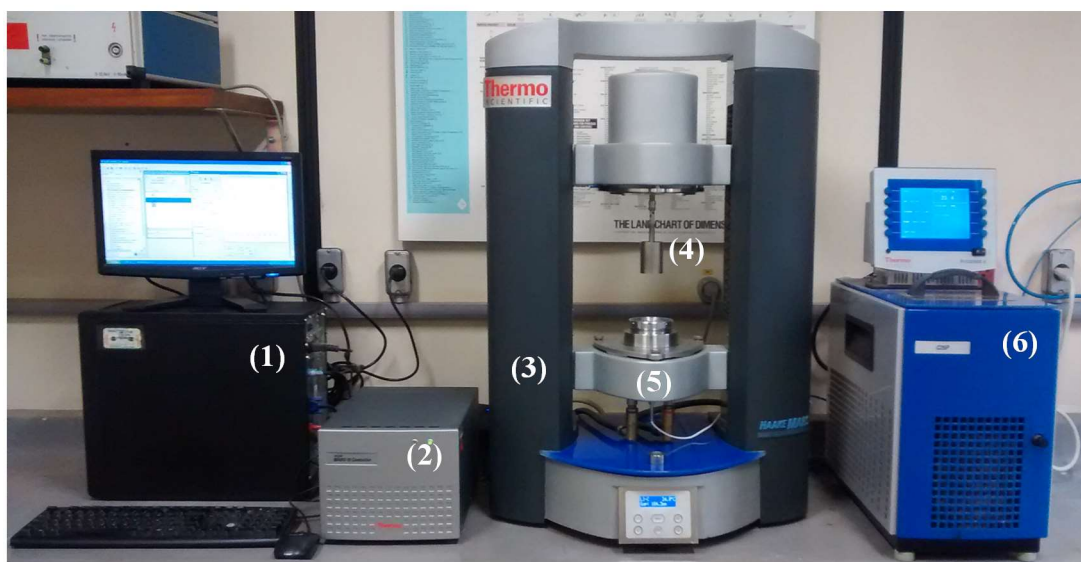
A etapa de caracterização reológica teve por objetivo descrever/prever o comportamento dos fluidos quando submetidos às diferentes condições de escoamento em um reservatório. O estudo reológico foi realizado na temperatura do teste de deslocamento

utilizando um reômetro modular com a geometria de medição do tipo cilindros concêntricos. A configuração do equipamento utilizado neste estudo é apresentada na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Configurações do reômetro utilizado (Thermo Fisher Scientific 2008a)

Parâmetro	Tipo / Valor	Unidade
Equipamento de medida	HAAKE MARS III	-
Equipamento térmico	MARS controlador modular de temperatura	-
Módulo de temperatura	TM-LI-C	-
Circulador refrigerado	Phoenix II C25P	
Geometria de medição	Cilindros concêntricos (Z41 Ti – B08031)	-
Gap	3,0	mm

Na Figura 4.3 são apresentados os equipamentos utilizados nesta etapa. O banho refrigerado é utilizado para circular o fluido de refrigeração (água destilada) até o módulo de temperatura. O módulo de temperatura é utilizado no controle da temperatura, sendo este modelo específico para geometrias do tipo cilindros concêntricos. O controlador ethernet realiza a interface entre o reômetro e o computador.



- | | |
|----------------------------|-------------------------------------|
| 1. Computador | 4. Sensor tipo cilindro concêntrico |
| 2. Controlador Ethernet | 5. Módulo de temperatura |
| 3. Reômetro Haake Mars III | 6. Banho refrigerado |

Figura 4.3 – Equipamentos utilizados no estudo reológico dos fluidos

A geometria de medição do tipo cilindros concêntricos foi escolhida por ser mais apropriada para líquidos com viscosidades variando de baixa a mediana. Este sensor possui maior superfície de contato com a amostra e, além disso, tem maior controle sobre a evaporação.

A desvantagem deste tipo de geometria é a necessidade de um maior volume de amostra, porém esta condição não foi crítica para a realização do estudo.

4.2.4. Vácuo e Saturação da Amostra com Solução Salina

Esta etapa do protocolo de teste tem por objetivo preencher 100% do volume poroso da amostra com solução salina. A amostra selecionada é encapsulada em um porta-testemunho com pressão de confinamento de 3000 psi ($\sim 20,68$ MPa), e posicionada na mesa do tomógrafo. A bomba de vácuo é conectada a uma das faces do porta-testemunho e uma garrafa de fluido contendo a solução salina (projetada na etapa anterior) é conectada à face oposta. Válvulas agulha instaladas em cada face do porta-testemunho garantem a aplicação de vácuo na amostra.

A amostra é considerada sob vácuo três horas após o manômetro atingir 10 Pa. Decorrido este período, a válvula agulha é aberta, permitindo à salmoura saturar a amostra sob vácuo. Após o fluido atingir o capilar na face oposta, a válvula agulha é fechada e a bomba de vácuo é desligada e removida do sistema.

A amostra saturada é então deixada em repouso por 24 horas, para estabelecer o equilíbrio iônico entre a rocha e a solução salina antes da execução dos testes de deslocamento.

4.2.5. Permeabilidade Absoluta à Água (Solução Salina)

Este procedimento é realizado com a amostra 100% saturada com solução salina e tem o objetivo de determinar a permeabilidade absoluta da amostra à água, eliminando fenômenos de escorregamento de gás.

A bomba seringa é utilizada para injetar a solução salina através da amostra sob diferentes vazões. A permeabilidade absoluta à água da amostra é então determinada através da lei de Darcy para escoamentos lineares. Após este procedimento, a amostra está pronta para o início do teste de deslocamento.

Determinada a permeabilidade absoluta da amostra, todas as etapas seguintes são realizadas continuamente a uma vazão de injeção constante. O critério de parada em cada etapa é atingido quando apenas o fluido injetado é produzido no efluente e o diferencial de pressão atinge o regime permanente.

4.2.6. Injeção de Óleo

A injeção da fase oleica é realizada para que a distribuição dos fluidos no interior da amostra possa representar a condição inicial de um reservatório, ou seja, a condição de saturação máxima de óleo e saturação de água conata.

Ao final desta etapa, a saturação irreduzível de água é determinada por meio de balanço de volume, e a permeabilidade efetiva ao óleo é determinada pela lei de Darcy.

4.2.7. Recuperação Convencional (Injeção de Solução Salina)

A injeção de solução salina é realizada com a amostra na saturação irreduzível de água e tem o objetivo de mimetizar uma recuperação de óleo através do método convencional.

Quando não é mais possível verificar a produção de óleo no efluente, considera-se que a amostra atingiu a saturação residual de óleo. Nesta etapa, a permeabilidade efetiva à água e a permeabilidade relativa são determinadas através do método transiente JBN (vide APÊNDICE A).

Ao longo desta etapa também é possível determinar parâmetros como: razão água-óleo (RAO), fator de recuperação ($F_{Rec.}$) e corte de água (W_{cut}). Estes parâmetros são obtidos de acordo com as equações Eq. 4.1, Eq. 4.2 e Eq. 4.3.

$$RAO = \left(\frac{Q_w}{Q_o} \right) \quad \text{Eq. 4.1}$$

$$F_{Rec.} (\%) = \frac{N_p}{V_{OOIP}} * 100 \quad \text{Eq. 4.2}$$

$$W_{cut} (\%) = \left(\frac{Q_w}{Q_w + Q_o} \right) * 100 \quad \text{Eq. 4.3}$$

onde Q_w e Q_o são os volumes de água e de óleo produzidos, N_p é o volume acumulado de óleo produzido e V_{OOIP} corresponde ao volume original de óleo antes da injeção. A razão água-óleo e o corte de água também podem ser obtidos de forma acumulada conforme equações Eq. 4.4 e Eq. 4.5 respectivamente:

$$RAO_{acumulado} = \left(\frac{W_p}{N_p} \right) \quad \text{Eq. 4.4}$$

$$W_{cut\ acumulado} (\%) = \left(\frac{W_p}{W_p + N_p} \right) * 100 \quad \text{Eq. 4.5}$$

onde W_p é o volume acumulado de água produzida.

4.2.8. Re-saturação com Óleo

Esta etapa é similar à etapa de injeção de óleo e tem o objetivo de restaurar as condições iniciais de saturação da amostra antes da implementação do método de recuperação convencional, ou seja, retornar à condição de saturação de água conata.

Ao final desta etapa, uma segunda saturação irreduzível de água e uma segunda permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água conata são determinadas. Caso não ocorra o efeito de histerese, é esperado que a saturação irreduzível de água obtida nesta etapa seja similar àquela obtida na etapa de injeção de óleo.

4.2.9. Recuperação Avançada (Injeção de Solução Polimérica)

Esta etapa é similar à etapa de recuperação convencional, ou seja, iniciada com a amostra na saturação máxima de óleo (saturação irreduzível de água). Entretanto, nesta etapa, o fluido de recuperação injetado é uma solução polimérica.

O objetivo deste procedimento é mimetizar uma recuperação avançada de petróleo pelo método químico de injeção de polímeros. O fato de este procedimento ser realizado nas mesmas condições de saturação da recuperação convencional favorece a comparação entre os resultados.

Assim como na etapa de recuperação convencional, considera-se que a amostra atingiu a saturação residual de óleo quando não for possível verificar a produção de óleo no efluente. Esta etapa também permite o cálculo dos parâmetros razão água-óleo, fator de recuperação e corte de água ao longo do experimento. Além disso, ao final da injeção, é possível determinar o fator de resistência (FR), que é a medida do impacto decorrente da alteração na viscosidade do fluido injetado. Este parâmetro é obtido através da razão de mobilidades entre a água e o polímero, conforme equação Eq. 4.6.

$$FR = \frac{\lambda_w}{\lambda_{pol}} = \frac{k_w}{\mu_w} * \frac{\mu_{pol}}{k_{pol}} \quad \text{Eq. 4.6}$$

4.2.10. Injeção de Solução Salina após a Injeção de Solução Polimérica

Com a amostra na condição de saturação residual de óleo, não se espera que a injeção de solução salina após a injeção de solução polimérica seja capaz de recuperar um volume incremental de óleo. Portanto, esta etapa tem por objetivo avaliar uma possível redução da permeabilidade efetiva à água, e aumento na resistência ao escoamento após a passagem da solução polimérica pelo meio poroso.

Ao final deste procedimento a permeabilidade efetiva à água é obtida de acordo com a lei de Darcy e o fator de resistência residual (*FRR*) é obtido conforme equação Eq. 4.7.

$$FRR = \frac{\lambda_w \text{ (antes da injeção de solução polimérica)}}{\lambda_w \text{ (após a injeção de solução polimérica)}} \quad \text{Eq. 4.7}$$

4.2.11. Microscopia Eletrônica de Varredura

Adicionalmente às medições e testes já apresentados, este estudo incluiu também a aquisição de imagens da superfície das amostras utilizando a técnica de microscopia eletrônica de varredura.

O microscópio eletrônico é um instrumento analítico que pode auxiliar na análise das características micro estruturais da rocha reservatório. Além de ser uma técnica não destrutiva, a MEV apresenta outras vantagens como o fácil manuseio de amostras e a possibilidade de amplificação de imagens de 15 a 40000 vezes (Pittman e Thomas 1979). Este procedimento visou analisar a superfície da rocha de carbonato e observar a configuração dos poros antes e depois da execução dos testes de deslocamento.

A tecnologia de microscopia eletrônica de varredura utiliza uma varredura de elétrons de alta energia (ao invés de luz visível) para criar imagens amplificadas do objeto. A interação entre o feixe de elétrons emitidos e a superfície da amostra resulta em uma gama de sinais que são transmitidos para um detector. A amplificação destes sinais resulta em uma imagem bidimensional (2D), que pode fornecer informações importantes relacionadas à morfologia externa (textura), a geometria de poro e a estrutura cristalina da amostra.

Duas fatias com ~1,5 cm de comprimento foram cortadas de cada extremidade da amostra antes do experimento, e outras duas após o experimento (totalizando quatro fatias de cada amostra). As amostras cortadas foram colocadas em uma estufa de secagem e esterilização, para a remoção de quaisquer fluidos que pudessem estar presentes no meio poroso, onde permaneceram até a execução da próxima etapa.

Para haver interação entre a amostra e o feixe de elétrons, é necessário que a superfície da mesma seja condutora. Para isso, as amostra foram submetidas à deposição, sob vácuo, de uma camada de íons metálicos com o propósito de aumentar o nível de emissão dos elétrons, facilitando a reconstrução da imagem.

Através de um pulverizador catódico da marca Bal-Tec (modelo SCD 050), as amostras receberam a deposição de uma camada de ouro em sua superfície e, posteriormente,

foram posicionadas no interior de um microscópio eletrônico da marca Zeiss (modelo EVO MA-15), onde realizou-se a microscopia eletrônica de varredura.

Os equipamentos utilizados neste estudo são apresentados nas Figura 4.4 e Figura 4.5, e estão disponíveis no Laboratório Multiusuário de Caracterização de Materiais localizado na Faculdade de Engenharia Mecânica – Unicamp.



Figura 4.4 – Pulverizador catódico utilizado para a deposição de uma camada de íons metálicos na superfície da amostra



Figura 4.5 – Microscópio eletrônico utilizado na análise de MEV

4.3. Bancada Experimental

A Figura 4.6 e a Figura 4.7 apresentam, respectivamente, o desenho esquemático e a foto da bancada experimental utilizada nos testes de deslocamento. O experimento foi realizado à temperatura constante de 20 °C, estabelecida por meio de controladores de ar.

Uma bomba seringa utilizando água destilada controla a vazão de injeção aplicada durante todo o teste. A bomba seringa injeta água destilada em ambas as garrafas de fluido contendo a fase óleo (óleo teste e óleo pistão). Desta forma, o óleo pode ser injetado diretamente no porta-testemunho, ou funcionar como pistão para as garrafas de fluido contendo as fases aquosas (água do mar sintética e solução polimérica). Válvulas 3-vias posicionadas na face de entrada do porta-testemunho determinam o fluido a ser injetado.

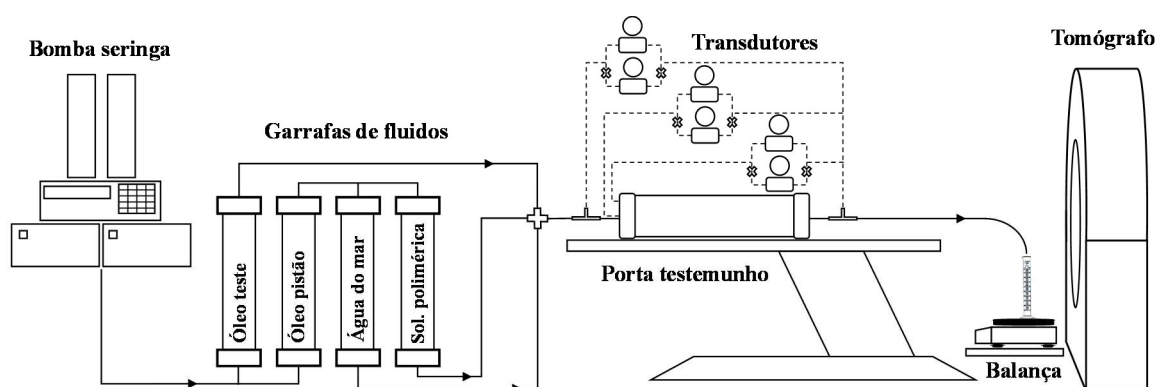


Figura 4.6 – Desenho esquemático da bancada experimental



Figura 4.7 – Foto da bancada experimental

Ao longo de todo o teste de deslocamento, o diferencial de pressão, a massa e o volume produzidos foram obtidos por meio de transdutores de pressão, balança semi-analítica e provetas. Além disso, varreduras de tomografia foram realizadas em função do tempo por meio do tomógrafo. Os dados de pressão e massa foram registrados automaticamente através de um sistema de aquisição de dados utilizando uma interface elaborada no software LabView®.

O desenho esquemático do porta-testemunho utilizado nos testes de deslocamento é apresentado na Figura 4.8. Este modelo de porta-testemunho possibilita o registro do diferencial de pressão também ao longo do comprimento da amostra. Sendo assim, é possível inferir o posicionamento do fluido injetado no interior da amostra ao longo do experimento.

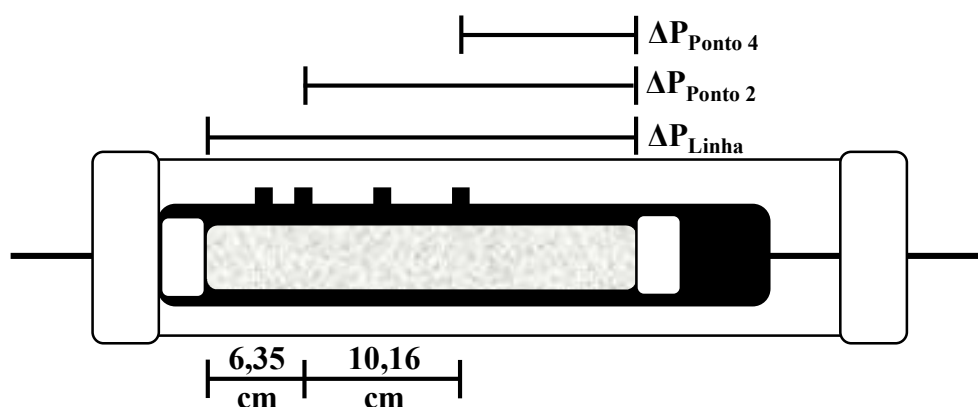


Figura 4.8 – Desenho esquemático do porta-testemunho utilizado nos testes de deslocamento

Neste estudo, a varredura de tomografia computadorizada foi realizada em um tomógrafo médico helicoidal da Siemens. Os resultados foram utilizados para se obter dados de porosidade e de saturação de fluidos no interior da amostra durante os testes de deslocamento. Uma vez que a aquisição das imagens foi realizada de forma contínua (sem interrupção ou distúrbio no sistema), os resultados obtidos puderam ser comparados com aqueles obtidos por balanço de volume.

Na Tabela 4.7 são apresentados os parâmetros utilizados no protocolo de testes de aquisição de tomografia. As varreduras foram realizadas a partir da etapa de vácuo e saturação da amostra e se estenderam até a etapa de injeção de solução salina após a injeção de solução polimérica.

Os dados obtidos foram convertidos em imagens utilizando o software Osiris®. Em seguida, utilizou-se um algoritmo computacional desenvolvido na linguagem MatLab® para converter cada pixel dessa imagem em um número CT (coeficiente de atenuação linear, ψ). Ao final do procedimento, um coeficiente de atenuação linear médio foi obtido para cada fatia da

amostra e, a partir destes valores, os dados de porosidade e saturação de fluidos no interior da amostra foram determinados. A metodologia utilizada para o cálculo destes parâmetros é apresentada no APÊNDICE B.

Tabela 4.7 – Parâmetros utilizados no protocolo de cada varredura de tomografia

Parâmetro	Valor	Unidade
Nível de energia	130	KeV
Intensidade de corrente	150	mA.s
Modo de aquisição	Helicoidal	-
Espessura de aquisição por fatia	10	mm
Número de aquisições por varredura	27	-
Pitch	1	-
Resolução da imagem	512 x 512	pixel

Na Figura 4.9 é apresentada a interface do software do tomógrafo utilizado na varredura de tomografia, e na Figura 4.10 são apresentadas as interfaces dos softwares utilizados no tratamento das imagens obtidas como tomógrafo.

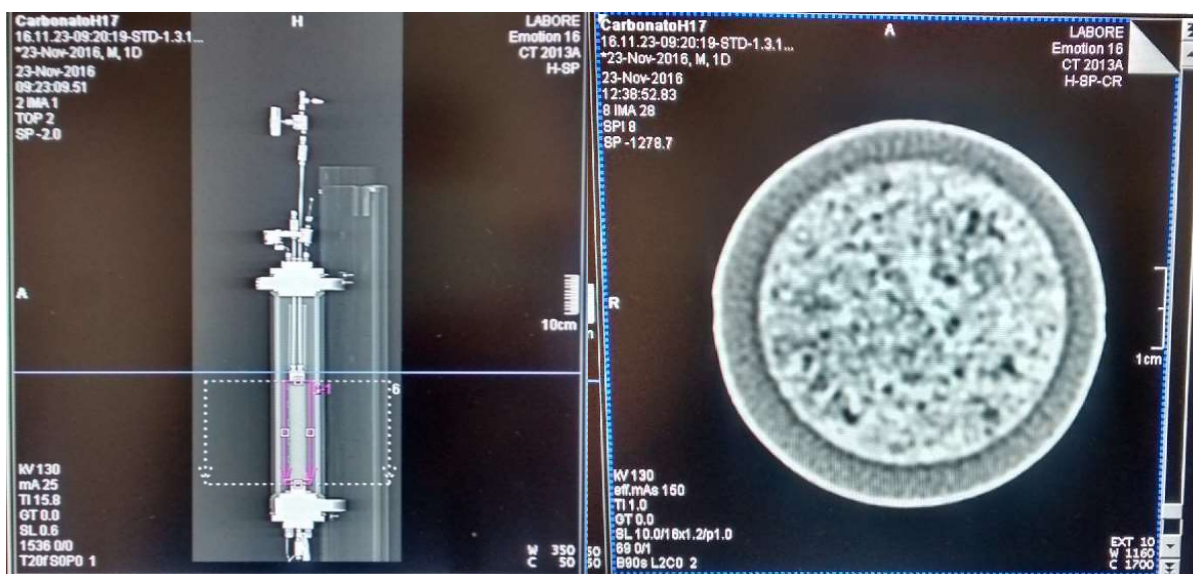


Figura 4.9 – Interface do software do tomógrafo: topograma lateral (à esquerda) e corte transversal (à direita)

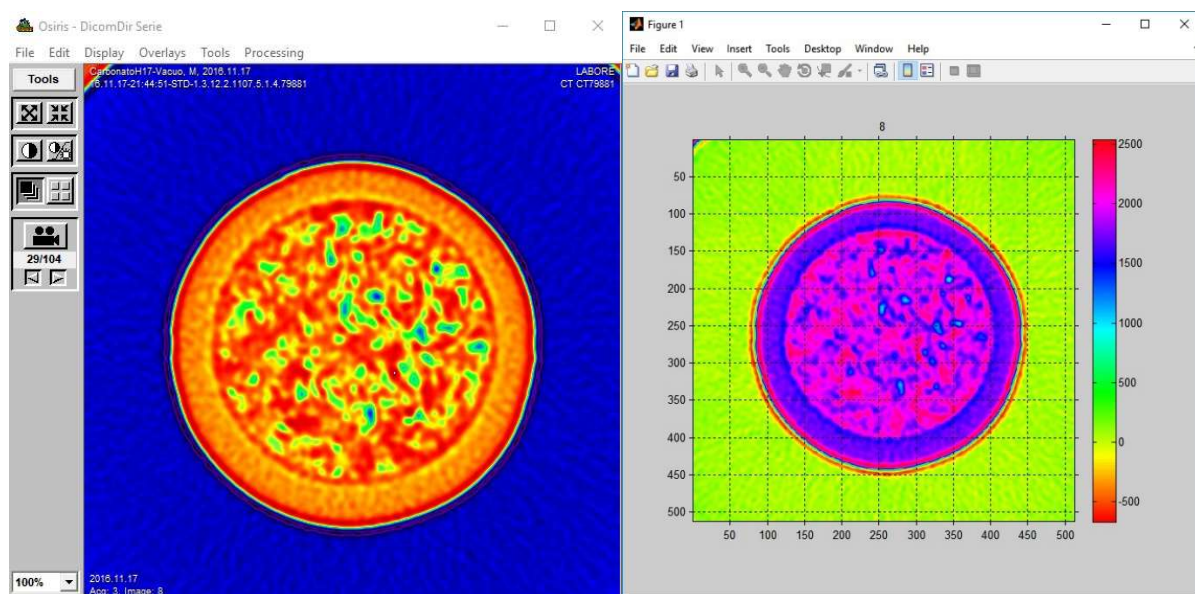


Figura 4.10 – Interface dos softwares utilizados no tratamento das imagens obtidas com o tomógrafo: Osiris Medical Imaging Software®, Versão 4.19 (à esquerda), e MatLab® (R2011a) (à direita)

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados o resultado do projeto dos fluidos utilizados nos testes de deslocamento (solução salina, óleo e solução polimérica), a caracterização e a modelagem reológica da solução polimérica de acordo com os modelos reológicos disponíveis na literatura, os resultados obtidos em dois testes de deslocamento, onde implementou-se o método químico de recuperação avançada por injeção de solução polimérica, e a análise da superfície das amostras de rocha através da técnica de microscopia eletrônica de varredura.

5.1. Projeto de Fluidos e Caracterização Reológica

Os fluidos foram projetados por meio de medidas reológicas realizadas em um reômetro rotacional. Vale ressaltar que os ensaios reológicos estão sujeitos a diversos desafios experimentais que podem resultar em dados não confiáveis e/ou mal interpretados. Dentre estes desafios destacam-se aqueles relacionados às limitações do equipamento e à complexidade do fluido. No APÊNDICE C, alguns destes desafios experimentais (torque mínimo, limites inerciais, entre outros) são discutidos, e as técnicas utilizadas para a determinação de uma janela de validação dos pontos experimentais (obtidos no reômetro) são apresentadas.

A Figura 5.1 apresenta as curvas de fluxo para as fases aquosa e oleica de cada experimento obtidas a 20 °C. Os fluidos utilizados no experimento 1 são apresentados em preto, enquanto os fluidos utilizados no experimento 2 são apresentados em azul.

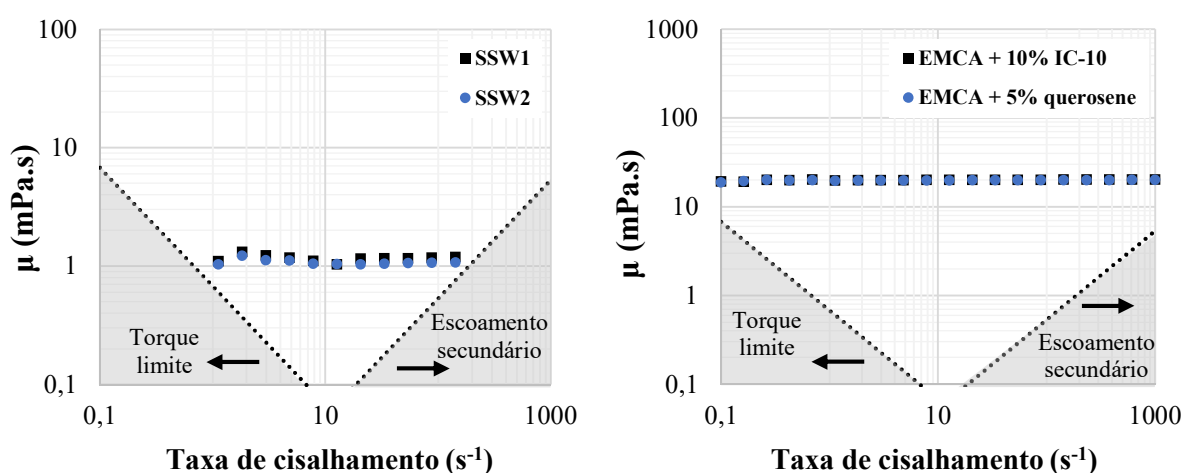


Figura 5.1 – Curvas de fluxo obtidas a 20 °C para as fases aquosa (à esquerda) e oleica (à direita) de cada experimento

Pode ser observado que, dentro da janela experimental de validação dos dados do reômetro, tanto as viscosidades da solução salina quanto a do óleo foram semelhantes para os

dois experimentos. Desta forma, a razão de viscosidades entre as fases aquosa e oleica foi equivalente em ambos os testes de deslocamento.

As propriedades da solução salina e do óleo após o projeto destes fluidos são apresentadas na Tabela 5.1. Os dados apresentados de viscosidade da SSW e do óleo foram obtidos através da média dos valores localizados dentro da janela experimental do conjunto reômetro-sensor.

Tabela 5.1 – Propriedades dos fluidos utilizados nos experimentos (20 °C)

Parâmetro	Legenda	Experimento 1 (H9)	Experimento 2 (H17)	Unidade
Densidade da SSW	ρ_w	1,022	1,024	g/cm ³
Densidade do óleo	ρ_o	0,860	0,836	g/cm ³
Densidade da solução polimérica	ρ_{pol}	1,022	1,022	g/cm ³
Viscosidade da SSW	μ_w	1,163	1,074	mPa.s
Viscosidade do óleo	μ_o	19,94	19,75	mPa.s
Viscosidade da solução polimérica (7,3s ⁻¹)	η_{pol}	10,32	10,49	mPa.s
Razão de viscosidade óleo-água	μ_o / μ_w	17,15	18,39	-
Razão de viscosidade óleo-polímero (7,3s ⁻¹)	μ_o / η_{pol}	1,93	1,88	-
pH da SSW	-	7,91	8,24	-
pH do óleo	-	7,00	7,00	-
pH da solução polimérica	-	7,95	8,00	-
Concentração de polímero	[c]	2400	2400	mg/L

Os fluidos poliméricos foram projetados com base na solução sintética de água do mar de cada experimento. A metodologia de preparação das soluções poliméricas foi apresentada no Capítulo 4 - Item 4.2.3.1.

Para o projeto da solução polimérica, determinou-se uma viscosidade alvo de 10 mPa.s à taxa de cisalhamento de 7,3 s⁻¹. A literatura sugere esta taxa de cisalhamento para estudos de laboratório, uma vez que este valor representa a taxa de cisalhamento observada no reservatório (Melo *et al.* 2005).

A Figura 5.2 apresenta a curva da viscosidade da solução polimérica em função da concentração de polímero (obtida a 20 °C) em escala linear-linear para ambos os fluidos, e em escala log-log para o fluido HPAM + SSW1. Pela Figura 5.2 (a) pode-se observar que, apesar da mudança no tipo de sal principal da salmoura base, as soluções poliméricas apresentaram o mesmo comportamento viscoso. Além disso, é observado que a concentração de polímero necessária para atingir a viscosidade alvo do experimento foi de 2400 mg/L para ambas as

composições de SSW. Já na Figura 5.2 (b) é possível observar duas retas com inclinações distintas, uma representando a região diluída e a outra representando a região semidiluída. Graficamente, o ponto de intersecção entre essas retas e, conseqüentemente, a concentração crítica do polímero, é aproximadamente 1200 mg/L.

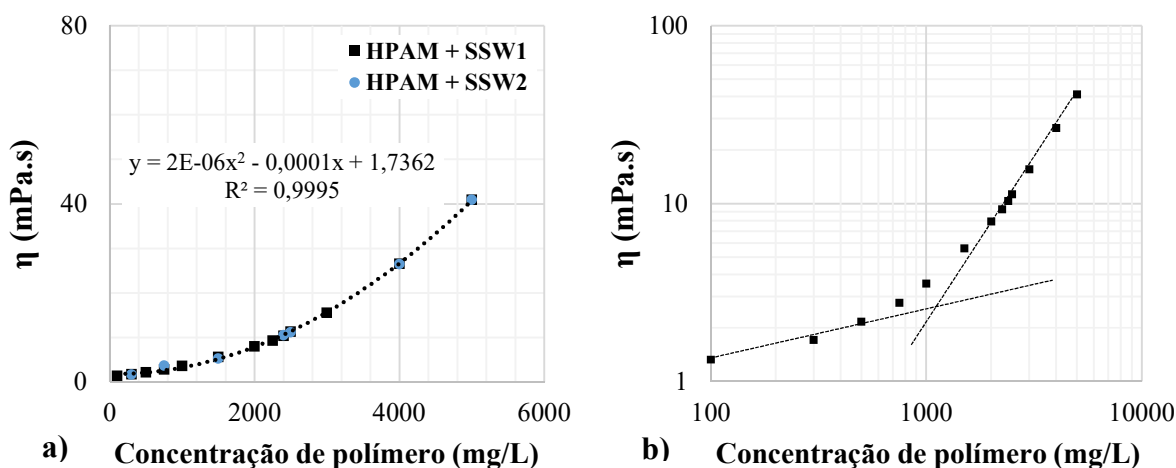


Figura 5.2 – Viscosidade da solução polimérica em função da concentração de polímero a 7,3 s⁻¹ de taxa de cisalhamento e 20 °C (a) linear-linear, (b) log-log (HPAM + SSW1)

Na Figura 5.3 são apresentadas as curvas das viscosidades reduzida e inerente da solução polimérica (HPAM + SSW1) em função da concentração de polímero na região diluída. A viscosidade intrínseca do polímero é obtida através da extrapolação destas curvas para uma concentração nula de polímero. Para este sistema polímero-solvente, a viscosidade intrínseca obtida foi de aproximadamente 1316 cm³/g.

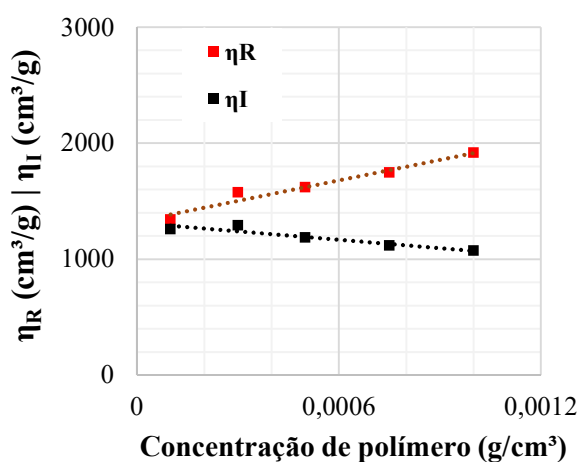


Figura 5.3 – Viscosidades reduzida e inerente da solução polimérica na região diluída a 7,3 s⁻¹ de taxa de cisalhamento e 20 °C (HPAM + SSW1)

Aplicando-se o valor obtido para a viscosidade intrínseca na equação de Mark-Houwink (Eq. 3.19) é possível estimar a massa molar média deste polímero. Utilizando os

parâmetros de K' (0,00719) e a (0,77) reportados por Klein e Conrad (1980) para a HPAM em solução salina contendo 0,5 M de NaCl (~30000 mg/L TDS) a 25 °C, a massa molar média obtida para este sistema polímero-solvente (a 20 °C) foi de 6,83 milhões de Daltons. Este valor corrobora com o intervalo de massa molar média fornecido pelo fabricante, entre 6 e 8 milhões de Daltons.

As propriedades das soluções poliméricas após o projeto dos fluidos também são apresentadas na Tabela 5.1. Os dados apresentados de viscosidade aparente foram obtidos na taxa de cisalhamento igual a $7,3s^{-1}$.

Ao fim do projeto das soluções poliméricas realizou-se, então, a caracterização reológica das mesmas. Esta caracterização teve por objetivo determinar as propriedades reológicas do fluido e caracterizar o seu comportamento em diversas situações, tais como em repouso, em regime permanente e em regime transiente.

A determinação das propriedades reológicas do fluido pode fornecer informações importantes sobre viscosidade, tensão crítica, tixotropia e pseudoplasticidade, além de prever o seu comportamento quando submetido às deformações inerentes ao escoamento no meio poroso. Para isso, diversos experimentos distintos foram necessários, cujos resultados são discutidos a seguir.

Como a salinidade (exceto pela troca do NaCl pelo NaI), a concentração e o tipo de polímero são iguais em ambas as soluções poliméricas projetadas, assumiu-se que seus respectivos comportamentos reológicos também seriam semelhantes. Dessa forma, a análise reológica foi realizada apenas para a solução polimérica projetada com base na solução sintética de água do mar sem dopantes (HPAM + SSW1). Todos os ensaios foram realizados na temperatura do teste de deslocamento e para cada ensaio uma nova amostra foi utilizada.

- **Testes em regime permanente**

Os testes em regime permanente foram realizados de forma a se obter a resposta do comportamento viscoso da solução após a condição de equilíbrio ter sido atingida. Neste trabalho, dois testes em regime permanente foram realizados: viscosidade à taxa de cisalhamento constante e curva de fluxo.

Viscosidade à taxa de cisalhamento constante

Este ensaio consiste em aplicar uma taxa de cisalhamento constante ao fluido e observar a variação da viscosidade em função do tempo. Quando não houver mais variação temporal da viscosidade, determina-se o tempo correspondente para atingir o regime

permanente, t_{ss} . Este tempo é utilizado como dado de entrada para a realização do ensaio de curva de fluxo em regime permanente.

De acordo com a equação Eq. C.7, a taxa de cisalhamento máxima para a realização deste ensaio é $\sim 560,8 \text{ s}^{-1}$. Sendo assim, para este estudo, três taxas de cisalhamento diferentes foram aplicadas: 1, 10 e 100 s^{-1} , cujos resultados são apresentados na Figura 5.4.

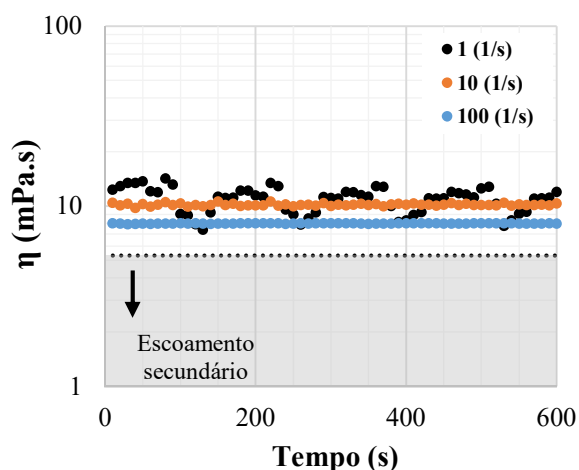


Figura 5.4 – Ensaio de viscosidade à taxa de cisalhamento constante

Pode ser observado que todos os ensaios localizaram-se na janela experimental de validação do reômetro. Entretanto, pelo comportamento da curva obtida para a taxa de cisalhamento igual a 1 s^{-1} , observa-se que o equipamento apresentou instabilidade na medição, sendo registrado apenas ruído. Neste caso, o resultado deve ser desconsiderado.

Ainda na Figura 5.4, é observado que o tempo necessário para atingir o regime permanente, nos ensaios que não apresentaram ruído, foi inferior a 100s. A partir deste tempo determinou-se, então, um valor médio de viscosidade aparente entre 100 e 600 segundos para cada taxa de cisalhamento, cujos resultados são apresentados na Tabela 5.2. O conjunto dos valores médios de viscosidade aparente obtidos à taxa de cisalhamento constante deve se sobrepor aos valores obtidos no ensaio de curva de fluxo em regime permanente.

Tabela 5.2 – Viscosidade aparente média obtida após o tempo de regime permanente

Taxa de cisalhamento (s^{-1})	Viscosidade aparente (mPa.s)
1*	10,58
10	10,15
100	7,99

*Embora tenha sido observado instabilidade de leitura quando a taxa de cisalhamento 1 s^{-1} foi aplicada, o seu valor médio de viscosidade aparente (após 100s) foi incluído para comparação.

Curva de fluxo

O ensaio de curva de fluxo em regime permanente objetiva caracterizar o comportamento viscoso da solução polimérica em função da taxa de cisalhamento. Neste teste, aplica-se uma taxa de cisalhamento em degrau, sendo que, para cada taxa, uma viscosidade aparente é obtida⁶.

A Figura 5.5 apresenta o resultado obtido no ensaio de curva de fluxo. Este tipo de ensaio está sujeito a limitações relacionadas ao equipamento e ao fluido. Sendo assim, os valores obtidos fora da janela experimental de validação do reômetro foram excluídos da análise. Os resultados de viscosidade aparente média obtidos no teste à taxa de cisalhamento constante foram incluídos para permitir a comparação.

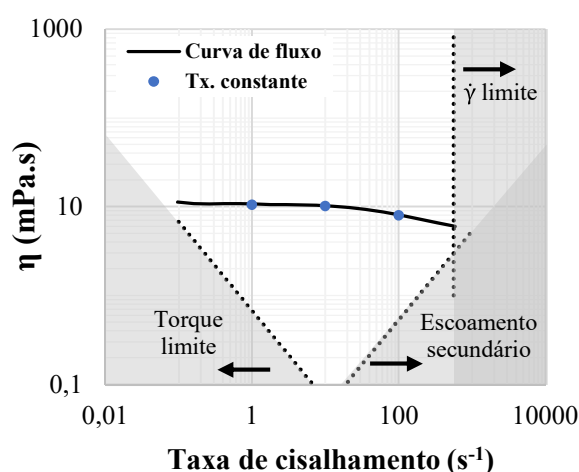


Figura 5.5 – Ensaio de curva de fluxo em regime permanente

De acordo com a curva de fluxo pode ser observado um comportamento semelhante ao Newtoniano para baixas taxas de cisalhamento, e um comportamento pseudoplástico para médias e altas taxas de cisalhamento⁷. Além disso, pode-se observar, também, que os valores médios de viscosidade obtidos no ensaio anterior (taxa de cisalhamento constante) se sobrepuseram àqueles obtidos no ensaio de curva de fluxo em regime permanente, inclusive para a taxa de cisalhamento que apresentou instabilidade na leitura (1 s⁻¹).

- **Testes oscilatórios ou testes dinâmicos**

Os testes oscilatórios são realizados para inferir e quantificar a presença de uma microestrutura no fluido polimérico. Para quebrar esta microestrutura é necessário que se

⁶ Para cada aquisição, é essencial que a amostra tenha atingido o regime permanente, ou seja, o tempo de espera deve ser superior à t_{ss} .

⁷ Este tipo de comportamento é esperado para soluções de HPAM.

aplique uma força maior do que as forças intermoleculares. Aplicando-se uma força menor, o fluido armazena energia e retorna ao seu estado original após a retirada da força. Por outro lado, quando a força aplicada é maior, a microestrutura se rompe e parte da energia mecânica dada ao material se dissipa em forma de escoamento.

Neste trabalho, três testes oscilatórios foram realizados: varredura de amplitude de deformação, varredura de tempo, e varredura de frequência.

Varredura de amplitude de deformação

O ensaio de varredura de amplitude de deformação tem por objetivo determinar os limites da região viscoelástica linear do fluido para a realização dos demais testes oscilatórios pois, fora desta região, os parâmetros viscoelásticos não possuem significados físicos.

A Figura 5.6 apresenta o resultado do ensaio. A frequência aplicada neste ensaio foi constante e igual a 1,0 Hz. Os valores obtidos para os módulos viscoelásticos na região inferior ao torque mínimo do equipamento foram excluídos da análise.

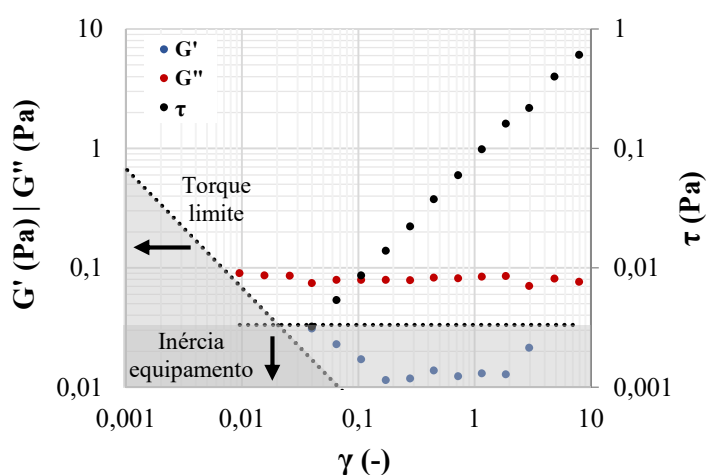


Figura 5.6 – Ensaio de varredura de amplitude de deformação

Pode-se observar que ao longo de todo o intervalo de deformação analisado, o módulo viscoso foi superior ao módulo elástico, ou seja, o fluido dissipa mais energia do que armazena. É observado, também, que os valores obtidos para o módulo elástico (G') foram inferiores ao limite inercial do equipamento. Sendo assim, embora o fluido possua um pequeno módulo elástico, o equipamento não tem sensibilidade de leitura suficiente para a quantificação deste parâmetro.

Apesar de estar fora da janela experimental de validação, o comportamento paralelo da curva do módulo elástico (juntamente com o do módulo viscoso) foi utilizado para a determinação da região viscoelástica linear. De acordo com o gráfico, as curvas de G' e G''

mantiveram-se paralelas no intervalo de deformação entre 0,45 e 1,87. A partir deste intervalo de deformação, o intervalo de tensão referente a essa região foi delimitado entre 0,04 e 0,16 Pa.

Varredura de tempo

O ensaio de varredura de tempo tem por objetivo verificar a integridade da solução polimérica, na região viscoelástica linear, ao longo do tempo de teste. O resultado deste ensaio é apresentado na Figura 5.7. Neste teste foram aplicadas tensão e frequência iguais a 0,1 Pa e 1,0 Hz respectivamente.

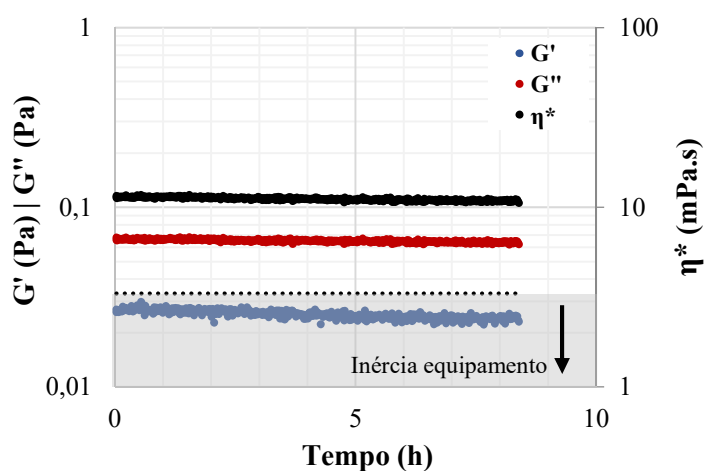


Figura 5.7 – Ensaio de varredura de tempo

Pode ser observado que a curva da viscosidade complexa se manteve praticamente constante ao longo do ensaio, indicando a estabilidade da amostra neste período. De forma semelhante, não foram observadas alterações significativas nos valores dos módulos viscoelásticos G' e G'' . Além disso, assim como no ensaio de varredura de amplitude de deformação, é observado que os valores obtidos para o módulo elástico ficaram abaixo do limite de inércia do equipamento e, portanto, devem ser desconsiderados.

Após 8 horas de ensaio, as curvas da viscosidade complexa e do módulo viscoso permaneceram dentro do intervalo decimal, com uma leve inclinação para baixo. Esta tendência de declínio nas curvas foi atribuída à redução do volume de amostra no sensor, devido a evaporação da mesma. Qualquer indício de sedimentação, degradação ou reação química foi descartado através deste teste.

Varredura de frequência

O objetivo do ensaio de varredura de frequência é obter os módulos viscoelásticos em função da frequência oscilatória angular na região viscoelástica linear. Além disso, é

possível determinar a viscosidade aparente da solução polimérica na condição de taxa de cisalhamento zero, ou seja, em repouso.

Durante a realização deste ensaio, é desejável que a amostra não sofra qualquer alteração em suas características e, conforme apresentado no ensaio de varredura de tempo, no período de execução deste teste (inferior a uma hora), não são observadas alterações significativas na amostra.

Os módulos viscoelásticos e a viscosidade em função da frequência angular são apresentados na Figura 5.8. Os valores obtidos que ficaram abaixo do torque mínimo foram excluídos da análise. A amplitude de tensão aplicada neste ensaio também foi igual a 0,1 Pa.

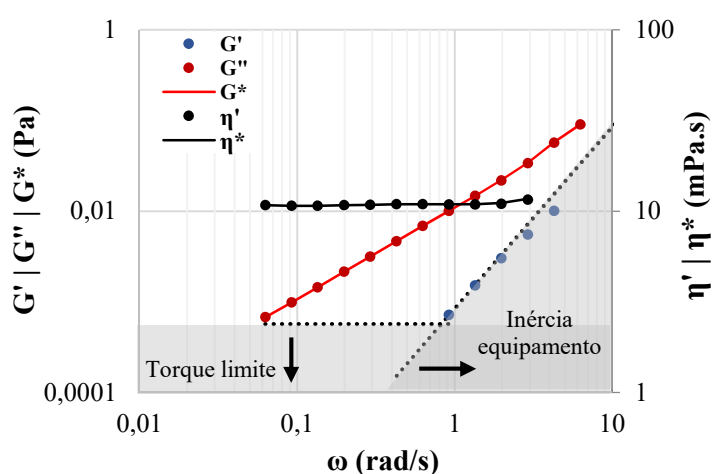


Figura 5.8 – Ensaio de varredura de frequência

Assim como nos ensaios de varredura de amplitude de deformação e varredura de tempo, pode ser observado que o módulo viscoso foi superior ao módulo elástico ao longo de todo o intervalo de frequência angular analisado. Além disso, os pontos obtidos para o módulo elástico situaram-se na região de limite inercial do reômetro e, portanto, devem ser desconsiderados.

Na Figura 5.8 também é observado que a curva obtida para o módulo complexo se sobrepôs àquela obtida para o módulo viscoso ($G^* = G''$), ou seja, o fluido não armazena energia. Consequentemente, toda energia imposta a ele é dissipada em forma de escoamento.

De forma semelhante, a curva obtida para a viscosidade complexa se sobrepôs à curva da viscosidade dinâmica ($\eta^* = \eta'$). Este resultado corrobora com os resultados obtidos para os módulos viscoelásticos, permitindo concluir que a componente elástica deste fluido é desprezível, ou seja, o fluido comporta-se como um líquido puramente viscoso.

Em baixas frequências angulares ($\omega \rightarrow 0$), a curva da viscosidade complexa também permite determinar a viscosidade aparente da solução polimérica em condições de repouso (taxa

de cisalhamento zero). De acordo com a Figura 5.8, a viscosidade aparente obtida nesta condição foi 10,80 mPa.s.

Comparando-se os resultados obtidos nos ensaios de curva de fluxo em regime permanente e de varredura de frequência é possível verificar a validação da regra de Cox-Merz. Esta comparação é apresentada na Figura 5.9.

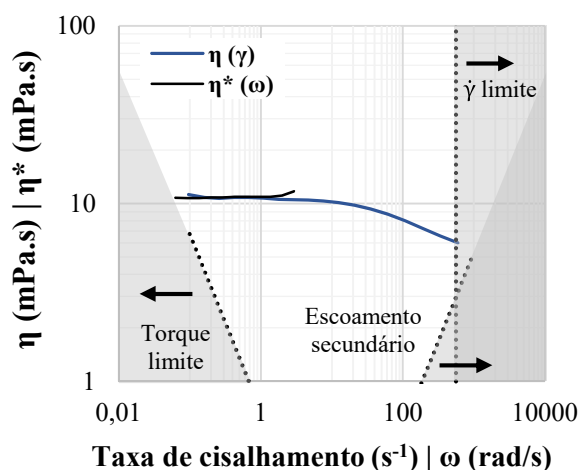


Figura 5.9 – Validação da regra de Cox-Merz

Pode-se observar que, embora o equipamento não possua sensibilidade de leitura em altas frequências, as curvas tendem a se sobreporem em baixas e médias frequências. Portanto, pode-se concluir que a regra de Cox-Merz se aplica a este fluido.

- **Testes em regime transiente**

Os testes em regime transiente são realizados de forma a se obter a resposta instantânea do fluido, ou seja, a aquisição do resultado é realizada sem que as condições de equilíbrio da amostra sejam satisfeitas. Os ensaios transientes também são realizados na região de viscoelasticidade linear pois nesta região as propriedades do material não são influenciadas pelas condições do ensaio.

Neste trabalho, três testes em regime transiente foram realizados: fluência e relaxação, tensão limite de escoamento e tixotropia.

Fluência e relaxação

O ensaio de fluência e relaxação tem o objetivo de quantificar as componentes elástica e viscosa de um fluido submetido à aplicação de uma tensão, seguido da retirada da mesma. A Figura 5.10 apresenta o resultado deste ensaio. Na primeira parte do ensaio (região de fluência) a amplitude de tensão aplicada foi de 0,1 Pa.

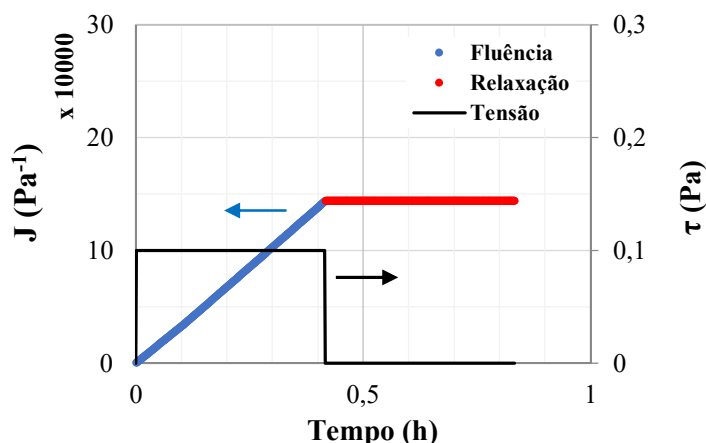


Figura 5.10 – Ensaio de fluência e relaxação

De acordo com a Figura 5.10, enquanto a tensão de cisalhamento foi imposta ao fluido (fluência), a compliância aumentou linearmente com o tempo. Entretanto, a partir do momento em que esta tensão deixou de ser aplicada (relaxação), a compliância manteve-se constante até o final do ensaio, ou seja, o fluido não se recuperou. Portanto, toda parcela elástica da deformação no fluido foi perdida devido ao escoamento.

Este fenômeno observado é típico de um líquido puramente viscoso (inelástico) (RheoTec Messtechnik GmbH 2007), onde $G^* = G''$, corroborando com o resultado obtido no ensaio de varredura de frequência.

Tensão limite de escoamento

Este ensaio é realizado com o objetivo de se determinar a tensão crítica a partir da qual a microestrutura do fluido se rompe e o mesmo começa a escoar. Esta tensão limite de escoamento é determinada no ponto máximo da viscosidade aparente.

A Figura 5.11 apresenta o resultado deste ensaio. Os valores de viscosidade obtidos antes de ser atingido o torque mínimo do equipamento foram excluídos da análise. Além disso, em altas taxas de cisalhamento, este ensaio também está suscetível a escoamentos secundários, devido à inércia do fluido. Portanto, os valores de viscosidade localizados nesta região também foram desconsiderados.

Pode ser observado que, na janela de validação dos pontos, a viscosidade aparente máxima foi obtida na taxa de cisalhamento aproximadamente igual a $0,1 \text{ s}^{-1}$. Portanto, a tensão de cisalhamento referente a esta taxa de cisalhamento e, conseqüentemente, a tensão limite de escoamento, foi $\sim 0,001 \text{ Pa}$. Por se tratar de um valor muito pequeno, foi assumido que este

fluido não possui tensão crítica, ou seja, ele escoar a partir do momento em que uma tensão qualquer é aplicada.

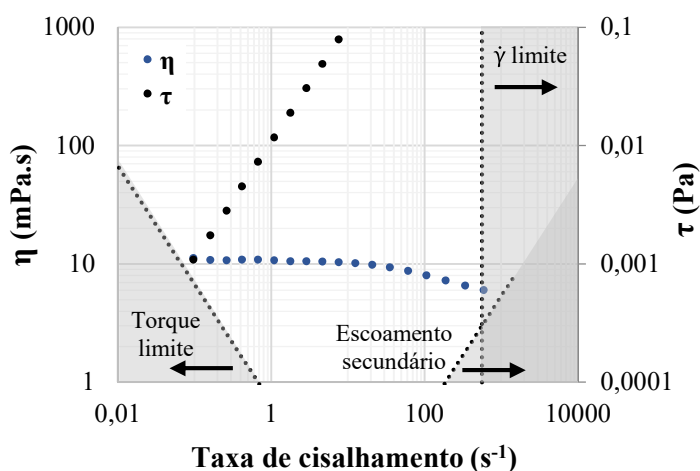


Figura 5.11 – Ensaio de tensão limite de escoamento

Tixotropia

O ensaio de tixotropia tem por objetivo determinar se a viscosidade aparente da solução polimérica é função, ou não, do histórico de cisalhamento aplicado ao fluido. Para fins comparativos, o teste foi realizado seguindo duas cronologias distintas: (a) aumentando a taxa de cisalhamento e depois reduzindo e, (b) reduzindo a taxa de cisalhamento e depois aumentando. Dessa forma foi possível verificar se a cronologia de realização do ensaio tem influência nos resultados. O resultado deste teste é apresentado na Figura 5.12.

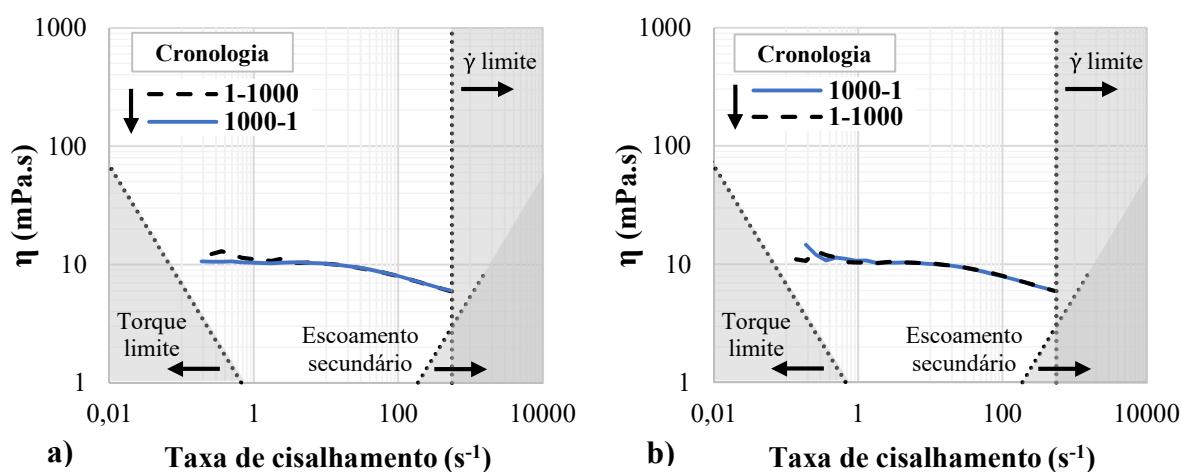


Figura 5.12 – Ensaio de tixotropia para a taxa de cisalhamento (a) aumentando e depois reduzindo e (b) reduzindo e depois aumentando

Pode ser observado que, independentemente da metodologia aplicada, os resultados foram bastante semelhantes, ou seja, o histórico de cisalhamento do fluido não influenciou nos resultados. Apesar de as curvas apresentarem uma leve discrepância para baixas taxas de cisalhamento, elas se sobrepuseram ao longo de toda a janela experimental de validação dos pontos em ambas as situações. Dessa forma, pode-se concluir que este fluido não é tixotrópico, o que é esperado para um fluido de recuperação.

Os resultados reológicos obtidos após o projeto da solução polimérica confirmam que, para este fluido, a relação entre a tensão e a taxa de cisalhamento se comporta de forma não-linear. Neste caso, o fluido projetado foi caracterizado como pseudoplástico, onde a viscosidade do mesmo diminui com o aumento da taxa de cisalhamento.

Embora os resultados obtidos no reômetro indiquem que o fluido possua um comportamento Newtoniano em baixas taxas de cisalhamento, espera-se que, no meio poroso, o fluido se comporte de forma pseudoplástica para concentrações de polímero acima da concentração crítica⁸. Canella *et al.* (1988) atribuíram este fenômeno à maior interação entre as moléculas de polímero presentes em soluções concentradas, resultando em uma resistência adicional ao escoamento à medida que as moléculas atravessam as gargantas de poro.

A adição de polímero à solução sintética de água do mar atribuiu características viscosas ao fluido de recuperação. Este comportamento viscoso do polímero tem papel fundamental na redução da razão de mobilidade da fase aquosa em consequência do aumento em sua viscosidade. A injeção no meio poroso de fluidos com esta característica melhora a eficiência de varrido de óleo, aumentando o fator de recuperação.

Conforme reportado na literatura, além das propriedades viscosas, as soluções poliméricas de HPAM se caracterizam por possuírem propriedades elásticas. Entretanto, através dos ensaios reológicos realizados concluiu-se que o fluido projetado não possui propriedades elásticas, apenas viscosas, apresentando um comportamento típico de um fluido inelástico.

De acordo com os resultados apresentados na caracterização reológica, os fluidos poliméricos utilizados em ambos os testes de deslocamento podem ser classificados conforme Figura 5.13.

⁸ Neste trabalho, a concentração de polímero na solução polimérica e a concentração crítica foram 2400 e 1200 mg/L, respectivamente.

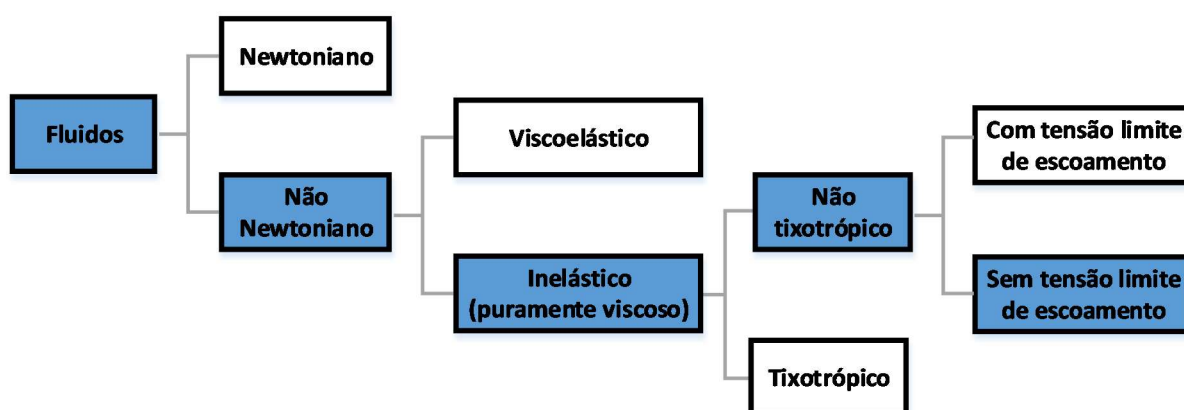


Figura 5.13 – Classificação dos fluidos poliméricos utilizados nos testes de deslocamento

5.1.1. Modelagem Reológica

Após a caracterização reológica dos fluidos poliméricos, o comportamento da curva de fluxo em regime permanente foi modelado de acordo com os modelos reológicos disponíveis na literatura. Dentre os modelos indicados para fluidos pseudoplásticos (não-Newtonianos) sem tensão limite de escoamento, destacam-se os modelos reológicos de Carreau e de Ostwald-de Waele (Sheng 2011; Han *et al.* 2014).

O modelo reológico de Carreau é recomendado quando quer-se representar toda a curva de fluxo do fluido. Já o modelo reológico de Ostwald-de Waele é utilizado quando se quer representar apenas a região pseudoplástica desta curva. Os parâmetros obtidos de acordo com cada modelo reológico é apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Parâmetros obtidos de acordo com cada modelo reológico

Parâmetro	Carreau	Ostwald-de Waele
K	-	17,60
n	0,825	0,825
η_0	10,72	-
η_∞	1,163	-
Λ	0,068	-
r	0,997	0,970

Para a modelagem reológica de acordo com Carreau, foi assumido que a viscosidade da solução polimérica na taxa de cisalhamento tendendo ao infinito seria semelhante à viscosidade da solução sintética de água do mar (SSW1).

De acordo com a Tabela 5.3, pode ser observado que o valor da viscosidade aparente na condição de cisalhamento zero (η_0), está de acordo com o mesmo parâmetro obtido no ensaio de varredura de frequência, 10,72 e 10,80 mPa.s respectivamente.

Para a modelagem do fluido de acordo com Ostwald-de Waele, foi necessário determinar a taxa de cisalhamento crítica. Este parâmetro indica a taxa de cisalhamento em que ocorre a transição entre o primeiro regime Newtoniano e o regime pseudoplástico, e é determinado pelo inverso do tempo de relaxação obtido no modelo de Carreau. Sendo assim, a curva de fluxo de acordo com Ostwald-de Waele foi modelada para taxas de cisalhamento variando entre 14,7 e 560 s^{-1} .

Pode ser observado que o coeficiente de correlação de Pearson (r), para ambos os modelos reológicos, foi próximo da unidade. Portanto, os dois modelos foram considerados apropriados para descrever o comportamento reológico da solução polimérica em estudo.

A Figura 5.14 (a) e Figura 5.14 (b) apresentam a modelagem reológica da solução polimérica de acordo com os modelos de Carreau (curva completa) e de Ostwald-de Waele (região pseudoplástica) respectivamente.

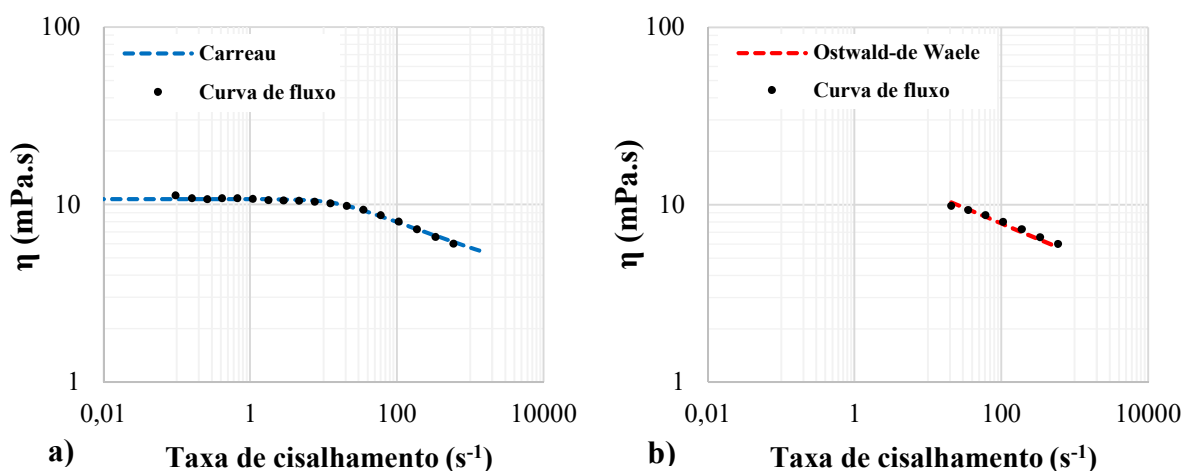


Figura 5.14 – Modelagem reológica da solução polimérica de acordo com os modelos reológicos de (a) Carreau e (b) Ostwald-de Waele

Pode ser observado que ambos os modelos reológicos apresentaram uma boa correlação com os resultados obtidos no ensaio de curva de fluxo em regime permanente, tanto na região Newtoniana quanto na região pseudoplástica.

5.2. Preparação das Amostras e Petrofísica Básica

As amostras selecionadas para a realização dos testes de deslocamento foram obtidas a partir de uma mesma rocha matriz. A Tabela 5.4 apresenta os resultados da

caracterização petrofísica das mesmas. Vale ressaltar que as medidas apresentadas foram obtidas após os procedimentos de limpeza da amostra com metanol e tolueno.

Tabela 5.4 – Caracterização petrofísica das amostras de teste

Parâmetro	Legenda	Experimento 1 (H9)	Experimento 2 (H17)	Unidade
Comprimento	L	0,271	0,272	m
Diâmetro	d	0,038	0,038	m
Massa	m	649,22	655,41	g
Volume poroso	VP	52,4	52,4	cm ³
Porosidade	ϕ	17,41	17,16	%
Densidade de grãos	ρ	2,61	2,59	g/cm ³
Permeabilidade absoluta ao gás	k_g	390	387	mD
Permeabilidade absoluta à água	k_w	268	231	mD

Para complementar os dados do porosímetro, os perfis de porosidade das amostras também foram obtidos através de varreduras de tomografia computadorizada. Na Figura 5.15 são apresentados os resultados obtidos para as duas amostras de rocha.

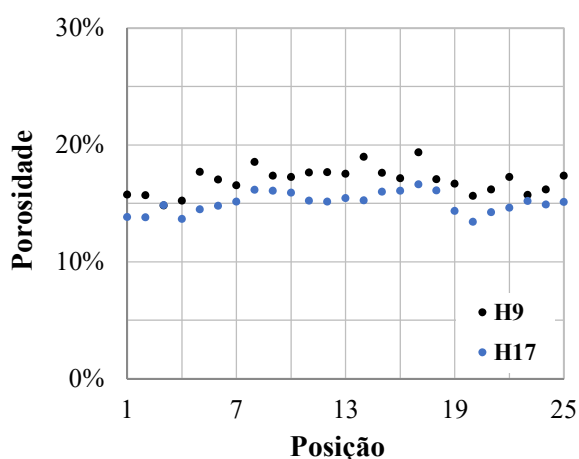


Figura 5.15 – Perfil de porosidade obtido através de aquisições de tomografia computadorizada

Cada posição no eixo X corresponde a 1 cm do comprimento da amostra. Apesar de as amostras possuírem aproximadamente 27 cm de comprimento, as imagens obtidas em ambas as extremidades foram desconsideradas pois os resultados foram comprometidos devido à proximidade com os difusores metálicos.

A partir do perfil de porosidade pode-se observar que as porosidades locais variaram entre ~13,4 e ~19,3%, confirmando a heterogeneidade das amostras. As porosidades

médias obtidas a partir deste perfil foram 16,93% e 15,03% para as amostras H9 e H17 respectivamente. Sendo assim, pode-se concluir que os resultados obtidos por meio de tomografia computadorizada estão de acordo com aqueles obtidos através do porosímetro.

A diferença entre as medidas foi de 0,48% pontos percentuais para a amostra H9 (com dopante na fase oleica) e de 2,13% pontos percentuais para a amostra H17 (com dopante na fase aquosa). Wellington e Vinegar (1985) reportaram um desvio de 2% quando comparados os valores de saturação obtidos através de tomografia e de balanço de materiais. Para Withjack (1998), o desvio encontrado em um sistema água-óleo em amostras de arenito foi de 2,4%. Esta diferença foi atribuída às incertezas na medição podendo estar relacionada ao tratamento da imagem, desde a aquisição até o resultado final.

A determinação da permeabilidade absoluta à água das amostras foi realizada através da injeção de solução salina sob diferentes taxas de injeção. Na Figura 5.16 são apresentados os resultados da permeabilidade absoluta para as amostras H9 e H17. Graficamente, os valores obtidos de k_w foram: 268 mD para a amostra H9, e 231 mD para a amostra H17. Cada ponto da curva foi obtido utilizando a lei de Darcy e assumindo um escoamento laminar e isotérmico.

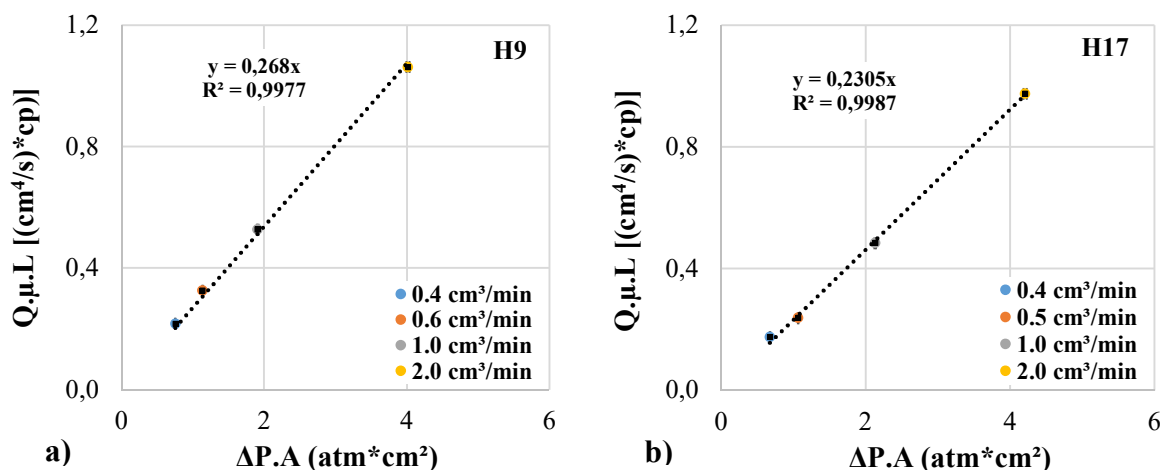


Figura 5.16 – Permeabilidade absoluta à água para as amostras (a) H9 e (b) H17

5.3. Teste de Deslocamento

Os testes de deslocamento consistiram nas etapas de injeção de óleo, recuperação convencional, re-saturação com óleo, recuperação avançada e injeção de solução salina após a injeção de solução polimérica. Todas estas etapas foram realizadas de forma contínua à taxa de injeção constante e igual a 0,5 cm³/min. O método utilizado para a escolha da taxa de injeção utilizada nos testes de deslocamento é apresentado no APÊNDICE D.

Na Figura 5.17 são apresentados os gráficos do diferencial de pressão em função do volume poroso injetado obtidos em todas as etapas para as amostras H9 e H17. O cálculo da perda de carga resultante entre o ponto de aquisição do diferencial de pressão e a amostra é apresentado no APÊNDICE G.

Os diferenciais de pressão foram registrados em três posições distintas: na face de entrada da amostra (ΔP Linha), a 6,35 cm (ΔP Ponto 2), e a 16,51 cm (ΔP Ponto 4) da face de entrada da amostra (Vide Figura 4.8). Para obter-se dados acurados do diferencial de pressão ao longo do experimento (tanto para altas quanto para baixas pressões), foram utilizados transdutores de pressão com dois fundos de escala distintos: 36 psi (~ 248 kPa) e 300 psi (~ 2068 kPa).

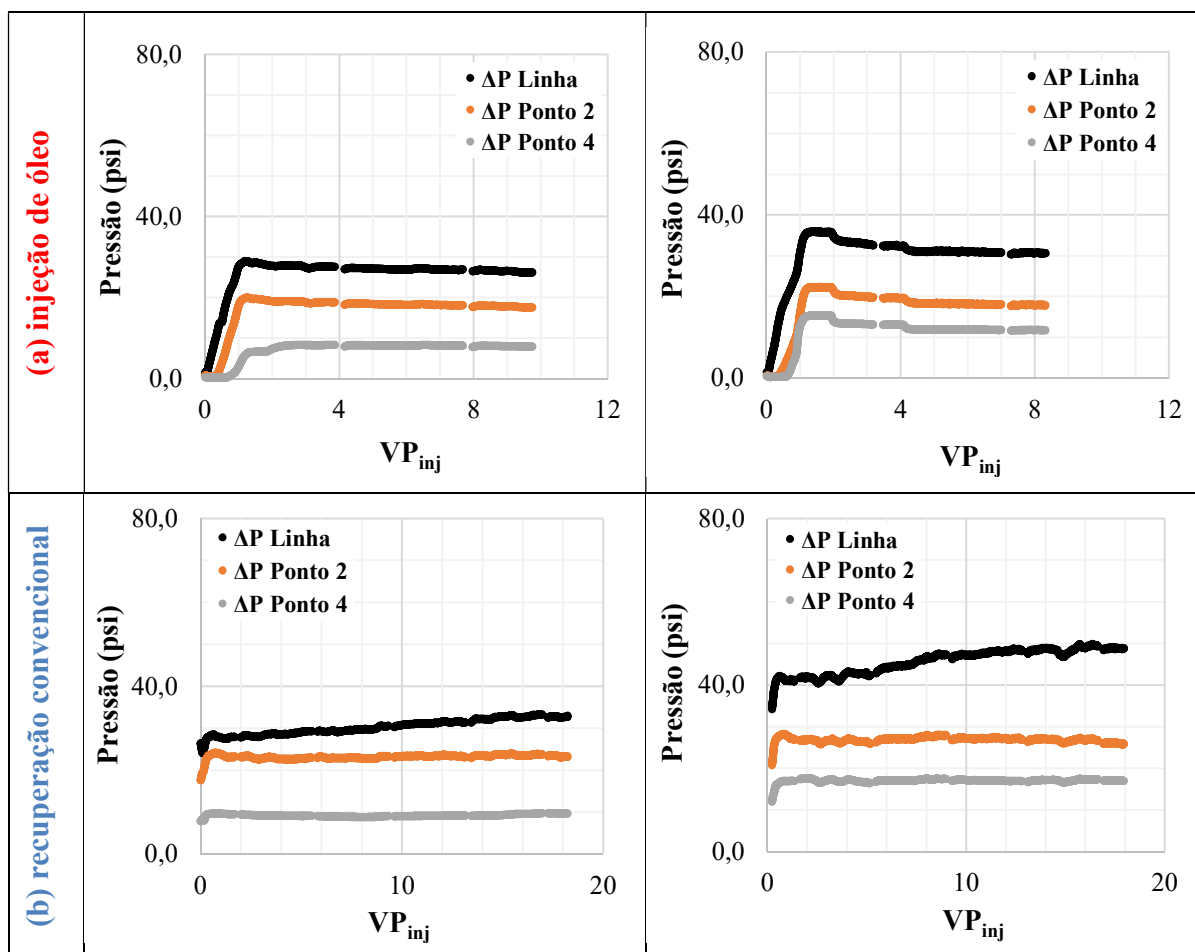


Figura 5.17 – Diferencial de pressão ao longo do teste de deslocamento para a amostra H9 (à esquerda) e amostra H17 (à direita)

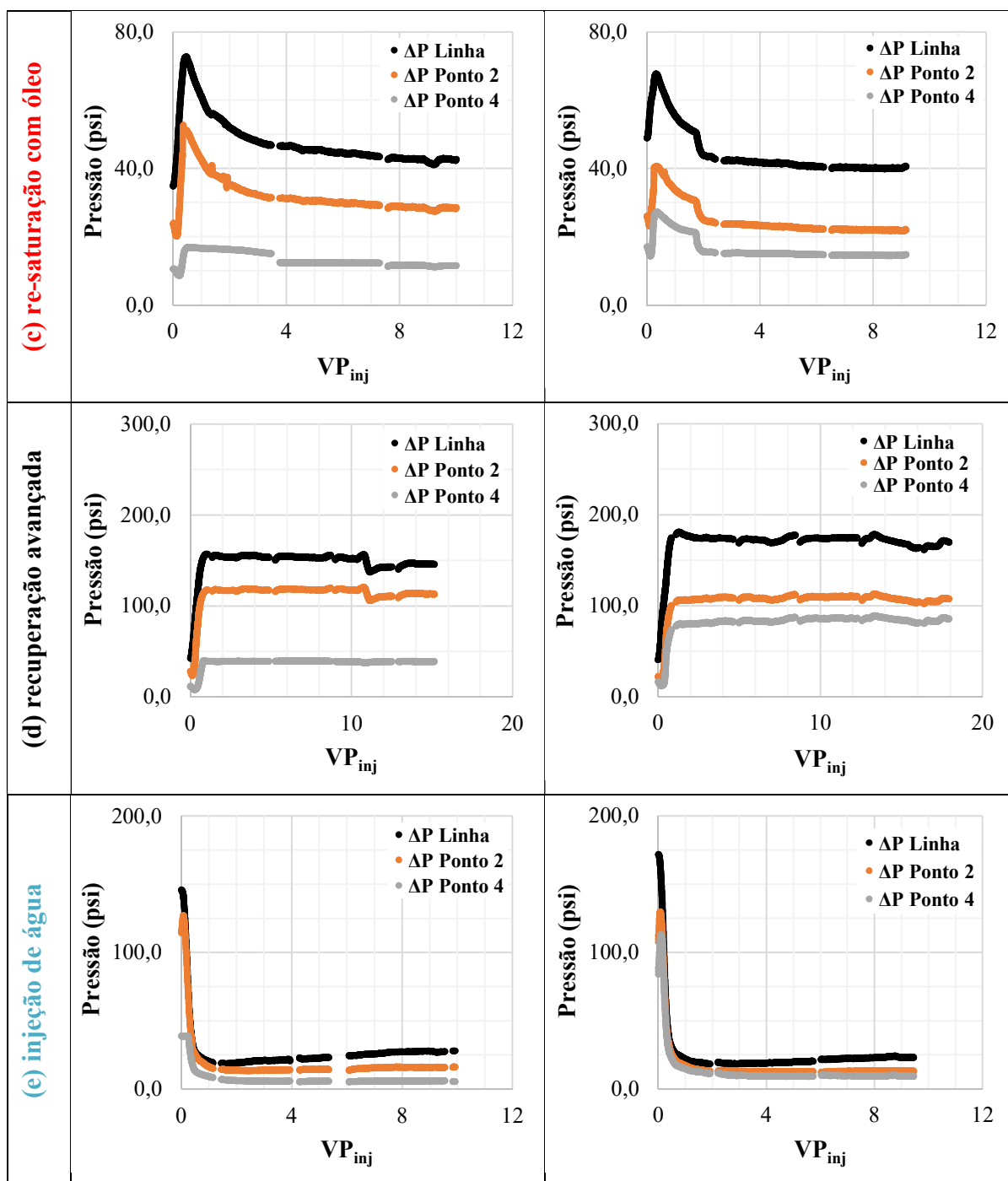


Figura 5.17 (cont.) – Diferencial de pressão ao longo do teste de deslocamento para a amostra H9 (à esquerda) e amostra H17 (à direita)

Pode ser observado que, embora a viscosidade do fluido injetado na recuperação convencional seja ~18 vezes menor do que a viscosidade do mesmo na injeção de óleo, o efeito da redução na permeabilidade efetiva no diferencial de pressão foi mais significativo. Este fenômeno justifica o aumento na curva do diferencial de pressão na etapa de recuperação convencional quando comparada com a injeção de óleo.

Os picos de pressão observados na etapa de re-saturação com óleo em ambos os experimentos indicam os momentos de fechamento da válvula de isolamento de algum transdutor de baixa escala, quando o mesmo estava próximo de atingir o seu fundo de escala. De forma semelhante, o momento de abertura destas mesmas válvulas de isolamento, com o decréscimo do diferencial de pressão, também resultou em descontinuidades na curva (degraus). Este comportamento pode ser observado na etapa de recuperação avançada para a amostra H9, e na etapa de re-saturação com óleo para a amostra H17.

Os resultados obtidos em todas as etapas do teste de deslocamento são apresentados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Resultados obtidos ao longo do teste de deslocamento

	Parâmetro	Legenda	Amostra H9	Amostra H17	Unidade
Injeção de óleo	Volume poroso injetado	VP_{inj}	9,04	8,75	-
	Saturação irreduzível de água	S_{wi}	24,0	22,1	%
	Permeabilidade efetiva ao óleo (ponto terminal)	k_o	222	187	mD
Recuperação convencional	Volume poroso injetado (irrupção)	$VP_{inj\ BT}$	0,17	0,20	-
	Volume poroso injetado (97% W_{cut} acumulado)	$VP_{inj\ 97\%}$	11,63	11,48	-
	Volume poroso injetado	VP_{inj}	17,81	17,50	-
	Saturação residual de óleo	S_{or}	41,2	45,1	%
	Permeabilidade efetiva à água (ponto terminal)	k_w	10,6	6,5	mD
	Razão de mobilidade terminal água/óleo	M_{w-o}	0,82	0,64	-
	Fator de recuperação (irrupção)	$F_{Rec.\ BT}$	21,8	26,2	%OOIP
	Fator de recuperação	$F_{Rec.}$	45,7	42,2	%OOIP
Re-saturação com óleo	Volume poroso injetado	VP_{inj}	9,69	8,83	-
	Saturação irreduzível de água	S_{wi}	26,9	26,9	%
	Permeabilidade efetiva ao óleo (ponto terminal)	k_o	141	146	mD

Tabela 5.5 (cont.) – Resultados obtidos ao longo do teste de deslocamento

	Parâmetro	Legenda	Amostra H9	Amostra H17	Unidade
Recuperação avançada	Volume poroso injetado (irrupção)	$VP_{inj\ BT}$	0,29	0,32	-
	Volume poroso injetado (97% W_{cut} acumulado)	$VP_{inj\ 97\%}$	12,91	13,93	-
	Volume poroso injetado	VP_{inj}	14,49	17,40	-
	Saturação residual de óleo	S_{or}	34,5	33,5	%
	Viscosidade efetiva da solução polimérica	η_{pol}	6,03	7,96	mPa.s
	Permeabilidade efetiva à solução polimérica	k_{pol}	12,2	13,7	mD
	Razão de mobilidade terminal polímero-óleo	M_{p-o}	0,29	0,23	-
	Fator de recuperação (irrupção)	$F_{Rec.\ BT}$	39,8	43,7	%OOIP
	Fator de recuperação	$F_{Rec.}$	52,9	54,2	%OOIP
	Fator de resistência	FR	4,52	3,51	-
Injeção de água	Volume poroso injetado	VP_{inj}	9,53	9,29	-
	Saturação residual de óleo	S_{or}	34,5	33,5	%
	Permeabilidade efetiva à água (ponto terminal)	k_w	12,2	13,7	mD
	Fator de resistência residual	FRR	0,87	0,47	-

As saturações residuais dos fluidos e os valores de volume poroso injetado no instante de irrupção e ao atingir 97% de corte de água acumulado foram obtidos por balanço de volume.

O $F_{Rec.}$ na recuperação convencional e na recuperação avançada foram determinados a partir do volume inicial de óleo presente na amostra na etapa anterior à injeção de água e à injeção de polímero respectivamente, conforme equação Eq. 4.2. As razões de mobilidade água-óleo e polímero-óleo foram obtidas a partir das equações Eq. 3.9 e Eq. 3.10.

As permeabilidades efetivas nos pontos terminais foram determinadas a partir do diferencial de pressão obtido no regime permanente de cada etapa. Assumindo-se que não há dessorção do polímero adsorvido à superfície da rocha, a permeabilidade efetiva da amostra à solução polimérica é igual à permeabilidade efetiva à água após a passagem do polímero. Sendo assim, a redução no diferencial de pressão observada na injeção de solução salina é resultado

apenas da alteração da viscosidade do fluido injetado. Consequentemente, a viscosidade efetiva da solução polimérica foi determinada através da lei de Darcy.

O fator de resistência e o fator de resistência residual foram obtidos de acordo com a equação Eq. 4.6 e Eq. 4.7 respectivamente. Embora fosse esperado que a resistência ao escoamento da fase aquosa fosse maior após a injeção de solução polimérica, devido a adsorção do polímero à superfície da rocha, o valor obtido para o FRR foi menor que a unidade. A permeabilidade efetiva a um determinado fluido é função de sua saturação no meio poroso, portanto, atribuiu-se este resultado à menor saturação residual da fase oleica no meio poroso após a injeção de solução polimérica. Apesar do efeito negativo da adsorção do polímero na permeabilidade efetiva à água da amostra, a menor saturação de óleo resultou em uma menor resistência ao escoamento da fase aquosa e, consequentemente, no aumento da permeabilidade efetiva à água. Este fenômeno pode ser observado comparando-se as Figura 5.17 (b) e Figura 5.17 (e). Dessa forma, para fins de simulação, os valores obtidos para o FRR devem ser desconsiderados.

Na etapa de recuperação convencional foram determinadas as curvas de permeabilidade relativa e de fluxo fracionário de água (f_w). Já para a etapa de recuperação avançada não foi possível determinar as curvas de permeabilidade relativa, uma vez que o fluido polimérico não se comporta de forma homogênea no meio poroso. Sendo assim, apenas a curva de fluxo fracionário de polímero foi obtida (f_{pol}) nesta etapa.

Na Figura 5.18 são apresentadas as curvas de permeabilidade relativa água-óleo obtidas para as amostras H9 e H17. As curvas foram determinadas utilizando-se o método JBN, conforme descrito no APÊNDICE A. Na Figura 5.19 são apresentadas as respectivas curvas de fluxo fracionário obtidas nas etapas de recuperação convencional e avançada.

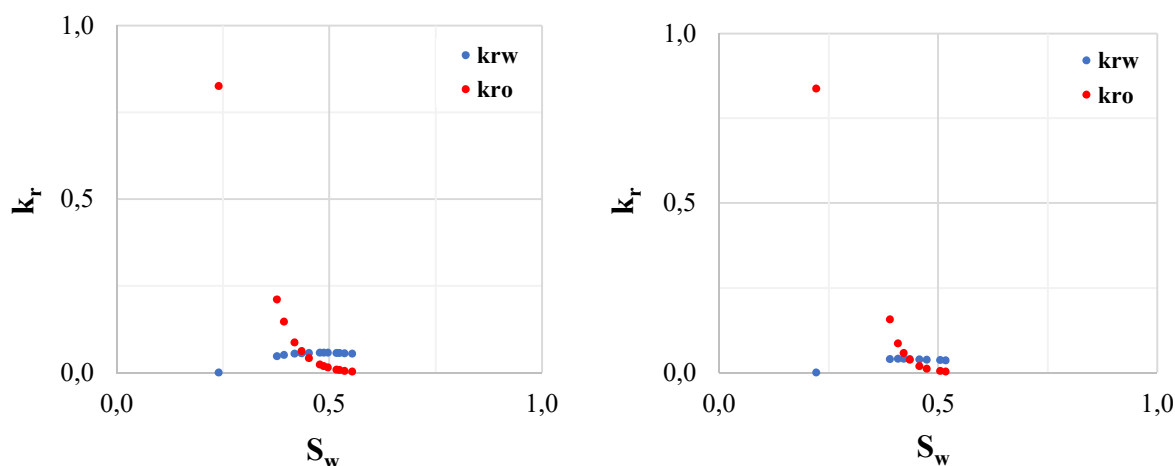


Figura 5.18 – Curvas de permeabilidade relativa água-óleo obtidas na etapa de recuperação convencional para as amostras H9 (à esquerda) e H17 (à direita)

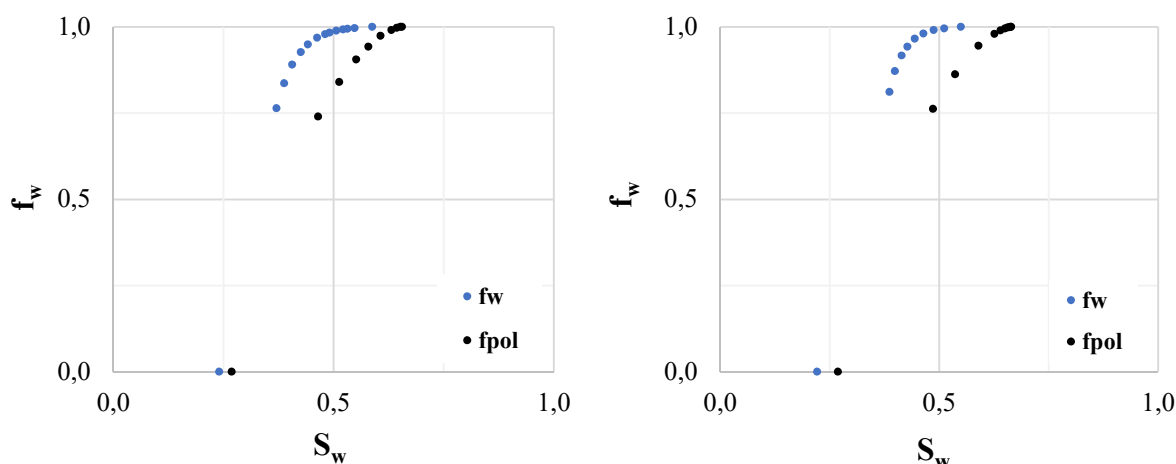


Figura 5.19 – Curvas de fluxo fracionário obtidas nas etapas de recuperação convencional e de recuperação avançada para as amostras H9 (à esquerda) e H17 (à direita)

Craig (1971) apresentou um método para inferir a molhabilidade das amostras a partir das curvas de permeabilidade relativa. Esta metodologia é apresentada no APÊNDICE E.

Pode ser observado que as curvas de permeabilidade relativa foram bem semelhantes para as duas amostras. Em ambos os experimentos a saturação irreduzível de água ficou entre 20 e 25%, o cruzamento das curvas ($k_{rw} = k_{ro}$) ocorreu antes de 50% de saturação de água, e o ponto terminal de k_{rw} ficou abaixo de 30%. De acordo com os parâmetros de Craig (1971), duas condições indicam que a amostra é molhável à água e uma condição indica que a amostra é molhável ao óleo. A partir deste resultado, o que se pode estimar é que as amostras não são nem fortemente molháveis ao óleo e nem fortemente molháveis à água.

Leon (2013) utilizou o método de Amott para caracterizar a molhabilidade de rochas coquinas semelhantes às utilizadas neste experimento. De acordo com os resultados apresentados, estas amostras possuem um comportamento de molhabilidade mista a preferencialmente molháveis ao óleo.

De acordo com as curvas de fluxo fracionário de água é possível verificar a influência da razão de mobilidades nos resultados. O aumento na viscosidade da solução aquosa pela adição de polímero fez com que a razão de viscosidades fosse maior para a solução polimérica, conseqüentemente, a curva do fluxo fracionário foi deslocada para a direita. Dessa forma, para uma mesma condição de saturação, o fluxo fracionário de água foi menor na recuperação avançada e, portanto, o volume produzido de óleo foi maior.

A saturação dos fluidos ao longo do teste de deslocamento também foi determinada através de varredura de tomografia. Uma vez que a aquisição de imagens é realizada em pontos

fixos ao longo da amostra, os efeitos de heterogeneidades foram desconsiderados. Na Figura 5.20 são apresentados os perfis de saturação de óleo em cada etapa para as amostras H9 e H17.

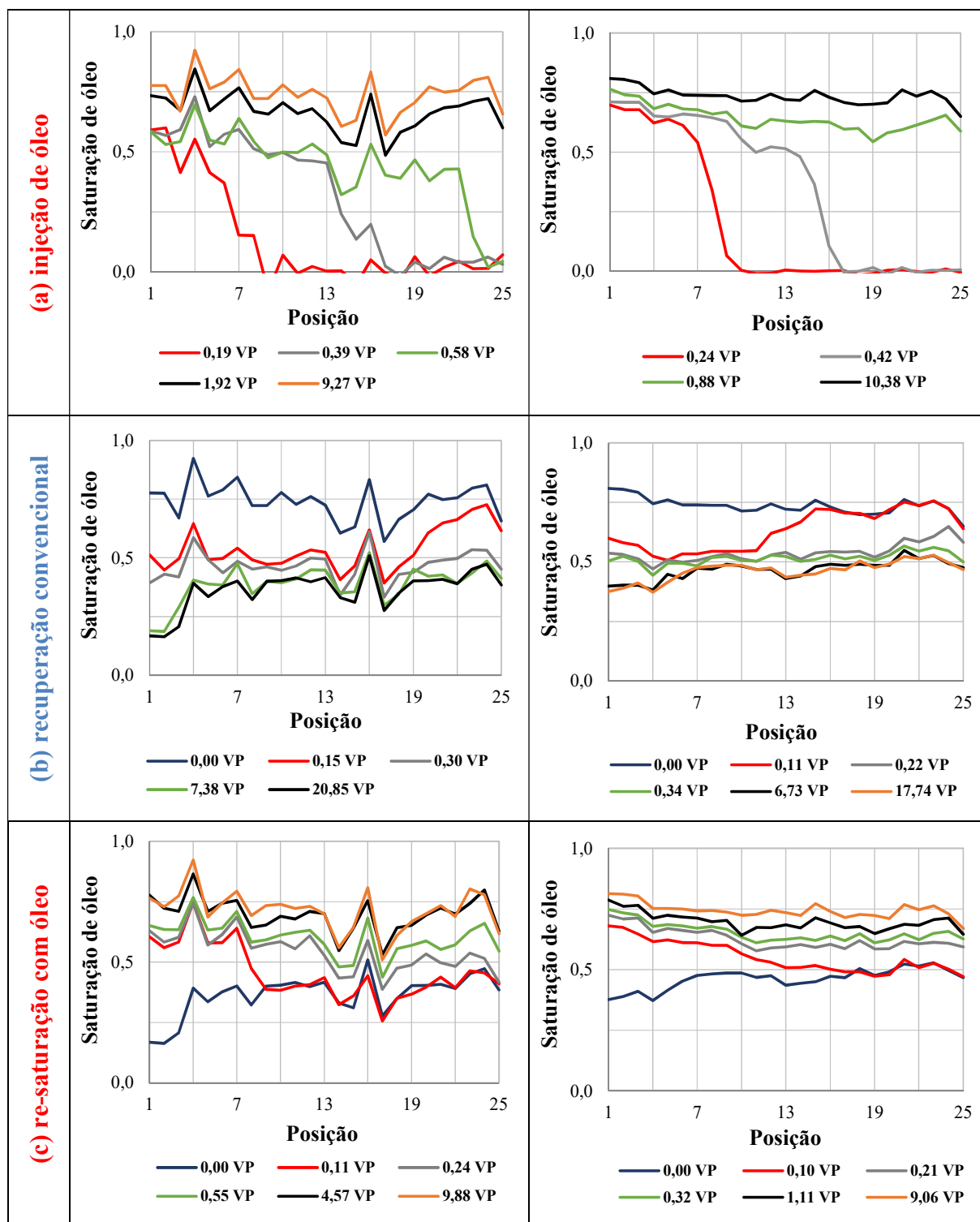


Figura 5.20 – Perfil de saturação ao longo do teste de deslocamento para a amostra H9 (à esquerda) e amostra H17 (à direita)

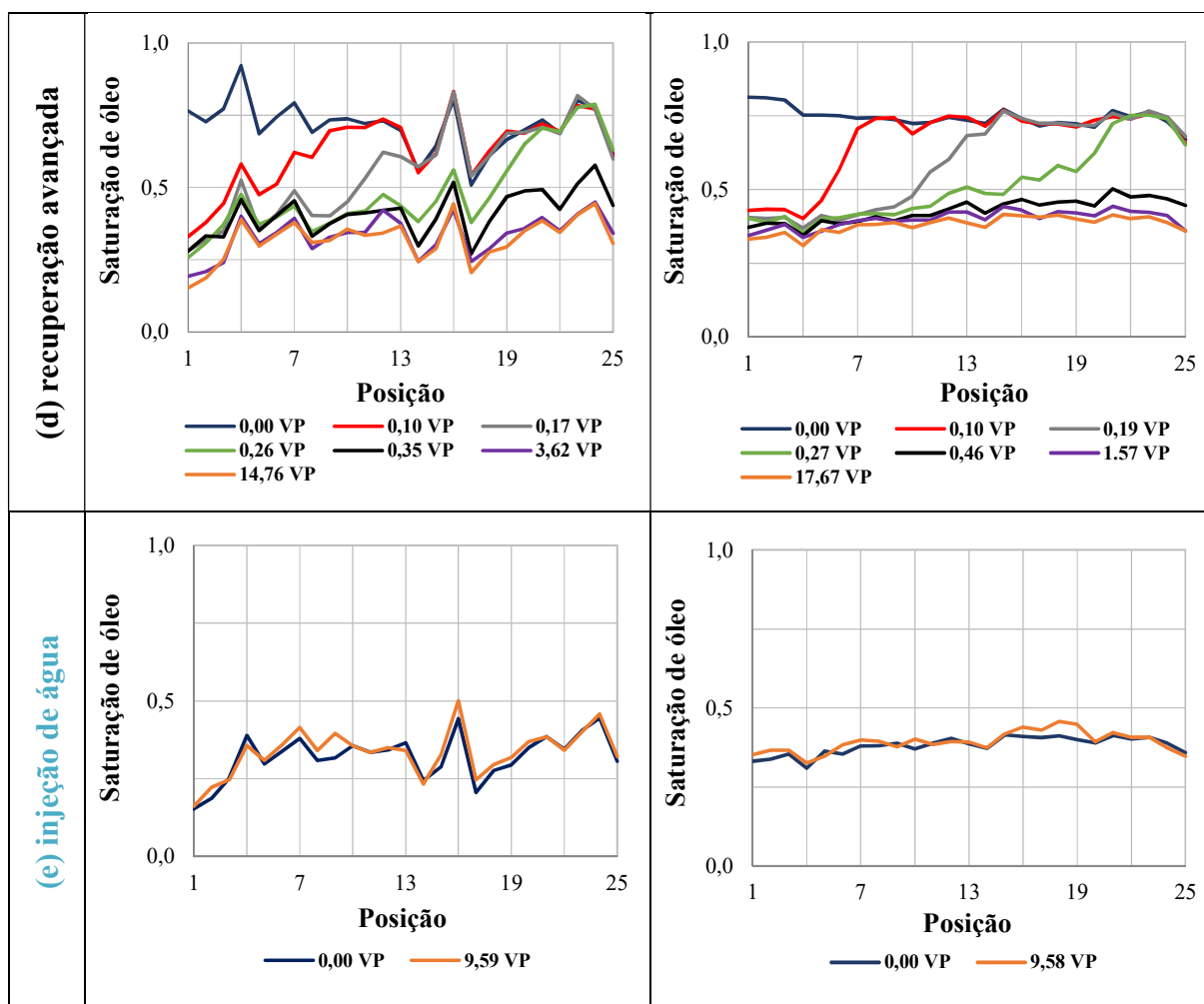


Figura 5.20 (cont.) – Perfil de saturação ao longo do teste de deslocamento para a amostra H9 (à esquerda) e amostra H17 (à direita)

Como pode ser observado, a saturação de óleo aumenta nas etapas de injeção da fase oleica e diminui nas etapas de injeção da fase aquosa. O tratamento de dados de tomografia, desde a aquisição até a determinação do coeficiente de atenuação linear médio final para cada posição, está sujeito a incertezas de leitura. Desta forma, pode-se observar a presença de alguns ruídos nas curvas de perfil de saturação. A primeira varredura (injeção de óleo), por exemplo, apresenta saturações de óleo ruidosas (incluindo saturações negativas) em posições da amostra contendo apenas solução salina, ou seja, $S_o = 0\%$. Da mesma forma, não se espera que a injeção de água posterior à injeção de solução polimérica (última etapa) altere a saturação residual de óleo, ou seja, as curvas de saturação, em teoria, deveriam se sobrepor. A discrepância observada nestas curvas foi atribuída às incertezas de medição.

Na Figura 5.20, também pode ser observado que, em todas as etapas, a saturação de óleo na posição final (25), é inferior ao mesmo parâmetro na posição anterior (24), evidenciando a ocorrência do efeito de extremidade (*end-effect*) no experimento. Entretanto, pelo fato de a

amostra ser longa, o impacto pontual deste efeito no volume total é mínimo, podendo ser negligenciado. Além disso, ao se descartar os resultados obtidos em ambas as extremidades, os efeitos de artefatos de borda relacionados à proximidade com os difusores também podem ser desconsiderados.

Especificamente para as primeiras varreduras de tomografia em cada etapa (menores volumes porosos injetados) é possível observar a frente de saturação do fluido injetado ao longo da amostra. Desta forma, além do perfil de saturação de fluidos, a varredura de tomografia possibilita, também, acompanhar o avanço do fluido injetado no interior da amostra e, assim, estimar o instante de irrupção deste fluido no efluente.

Os instantes de irrupção da fase aquosa na recuperação convencional e na recuperação avançada podem ser utilizados para avaliar a eficiência do polímero no atraso da irrupção de água no poço produtor. A comparação pode ser feita a partir dos gráficos (b) e (d) da Figura 5.20.

No primeiro teste, a irrupção da fase aquosa na recuperação convencional ocorreu entre os instantes 0,15 e 0,30 VP, enquanto que o mesmo parâmetro na recuperação avançada ocorreu entre 0,26 e 0,35 VP. Já para o segundo teste, a irrupção da fase aquosa na recuperação convencional e avançada ocorreram entre 0,11 e 0,22 VP, e entre 0,27 e 0,46 VP respectivamente.

Na Tabela 5.6 são apresentados os instantes de irrupção da fase aquosa em função do volume poroso injetado obtidos por balanço de volume e por varredura de tomografia.

Tabela 5.6 – Instante de irrupção da fase aquosa na recuperação convencional e na recuperação avançada para as amostras H9 e H17

Amostra	Método de recuperação	Tomógrafo	Balanço de volume	Unidade
H9	Convencional	0,15 – 0,30	0,17	VP _{inj}
	Avançada	0,26 – 0,35	0,29	VP _{inj}
H17	Convencional	0,11 – 0,22	0,20	VP _{inj}
	Avançada	0,27 – 0,46	0,32	VP _{inj}

Pode ser observado que os valores para o instante de irrupção obtidos através da varredura de tomografia estão de acordo com aqueles obtidos por balanço de volume. Além disso, ambas as metodologias mostram que o tempo necessário para a irrupção do fluido injetado é maior na recuperação avançada, confirmando a eficiência do polímero como agente redutor da produção de água, sendo responsável pelo atraso na irrupção do fluido injetado devido ao controle da frente do avanço.

Uma fatia de cada amostra sujeita ao teste de deslocamento foi escolhida para ilustrar os dados obtidos após o tratamento de imagens com o software MatLab®. Na Figura 5.21 são apresentadas a fatia 13 do experimento com a amostra H9 e a fatia 8 do experimento com a amostra H17. As cores quentes representam coeficientes de atenuação linear de maior intensidade, enquanto as cores frias representam coeficientes de atenuação linear de menor intensidade. Os eixos X e Y indicam a quantidade de pixels na imagem.

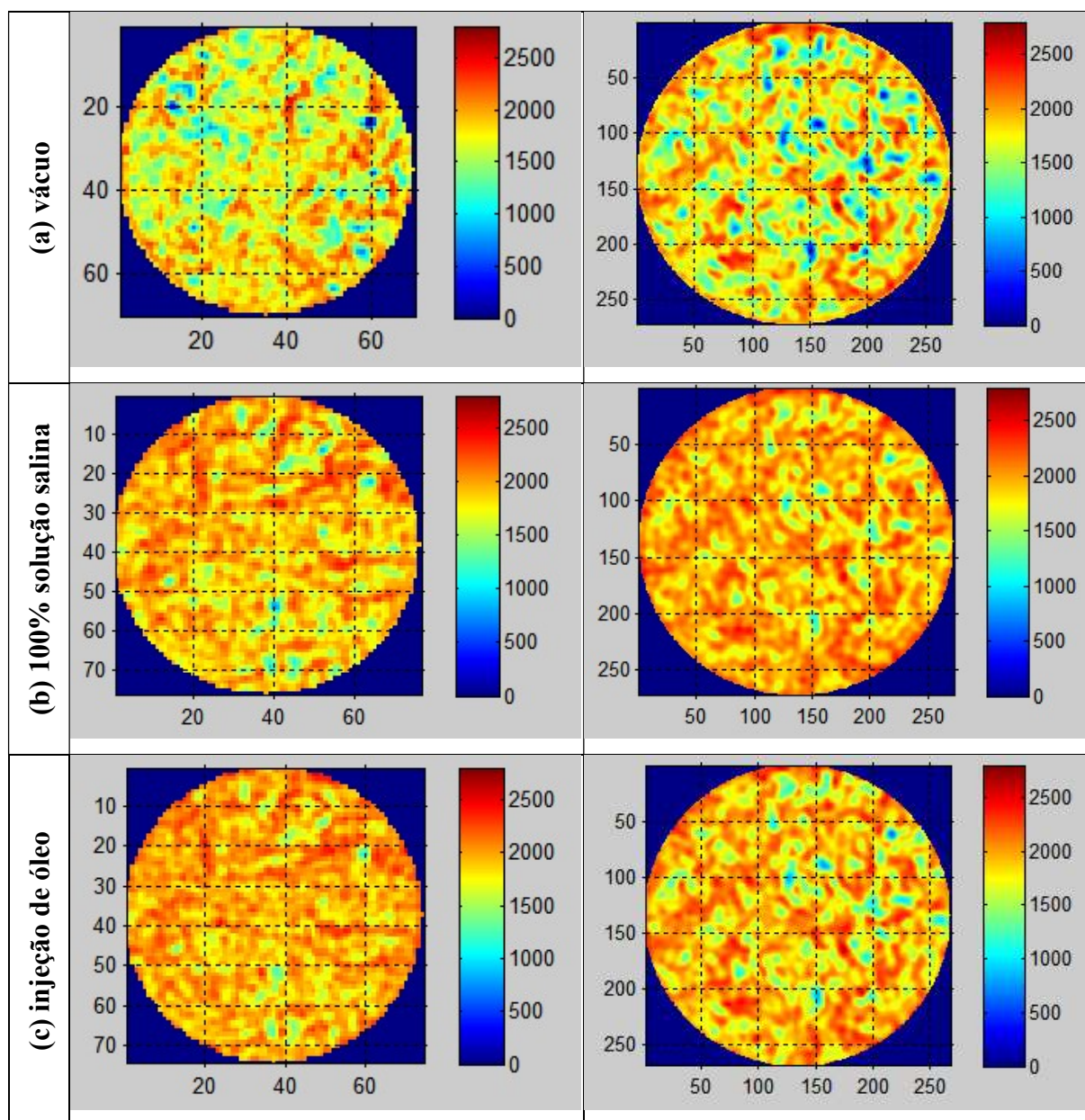


Figura 5.21 – Imagens de tomografia obtidas com a amostra H9 (fatia 13) (à esquerda) e amostra H17 (fatia 8) (à direita)

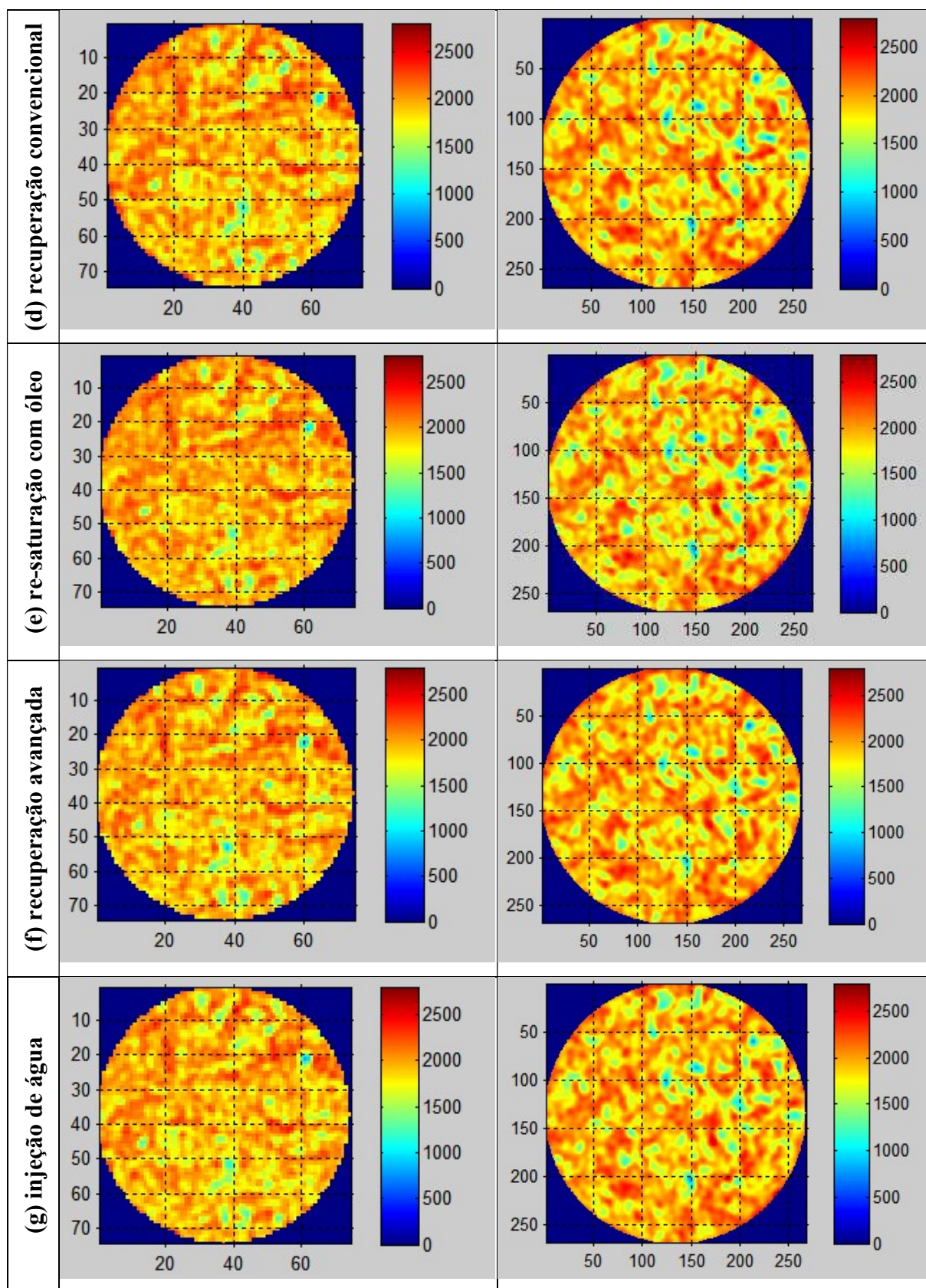


Figura 5.21 (cont.) – Imagens de tomografia obtidas com a amostra H9 (fatia 13) (à esquerda) e amostra H17 (fatia 8) (à direita)

As imagens apresentadas foram obtidas na última varredura de tomografia de cada etapa, ou seja, na condição de saturação residual dos fluidos. As tomografias nas etapas de vácuo e de 100% saturada com solução salina foram incluídas para comparação.

A varredura de tomografia no primeiro experimento foi realizada com o campo de visão (FOV) maior, incluindo todo o corpo do porta-testemunho. Porém, ao final do experimento, verificou-se que este procedimento não se justificava. Consequentemente, no segundo experimento, o campo de visão da varredura de tomografia focou apenas na região de interesse (interior do porta-testemunho), incluindo somente a amostra e a borracha de encapsulamento. Isto explica a diferença na quantidade de pixels entre os experimentos.

Nas imagens obtidas com a amostra na condição de vácuo, é possível verificar uma maior quantidade de pontos azuis. Isto ocorre pois, na ausência de fluidos, a medida do coeficiente de atenuação linear é influenciada pelo coeficiente de atenuação linear do vácuo. Além disso, pode-se observar a presença de poros com diferentes tamanhos e formatos, confirmando a heterogeneidade das amostras.

A fim de comparar os resultados de saturação com aqueles obtidos por balanço de volume, utilizou-se a saturação média de fluidos obtida com o tomógrafo. Na Figura 5.22 são apresentados os históricos de saturação média do fluido injetado em função do volume poroso injetado para cada etapa do teste de deslocamento utilizando as amostras H9 e H17.

Pode ser observado que, apesar de algumas variações ao longo do experimento, as curvas de saturação média obtidas com a varredura de tomografia (pontos pretos) estão de acordo com as curvas obtidas por balanço de volume (pontos vermelhos). Os resultados de saturação média final do fluido injetado obtidos por varredura de tomografia e por balanço de volume em ambos os experimentos são apresentados na Tabela 5.7. A diferença entre os valores de saturação (ΔSat) foi incluída para facilitar a comparação.

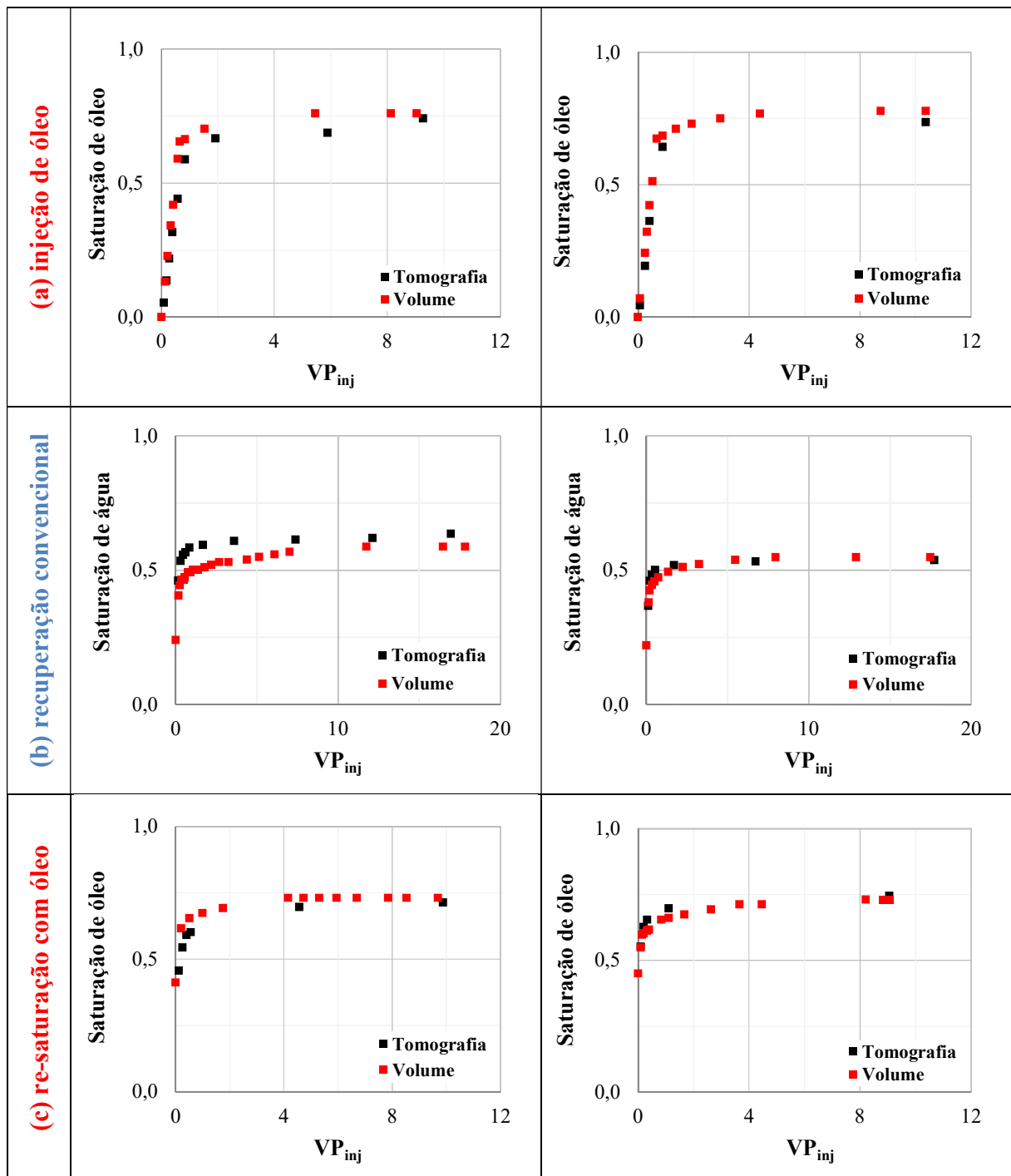


Figura 5.22 – Histórico de saturação média do fluido injetado para os testes de deslocamento com as amostras H9 (à esquerda) e H17 (à direita)

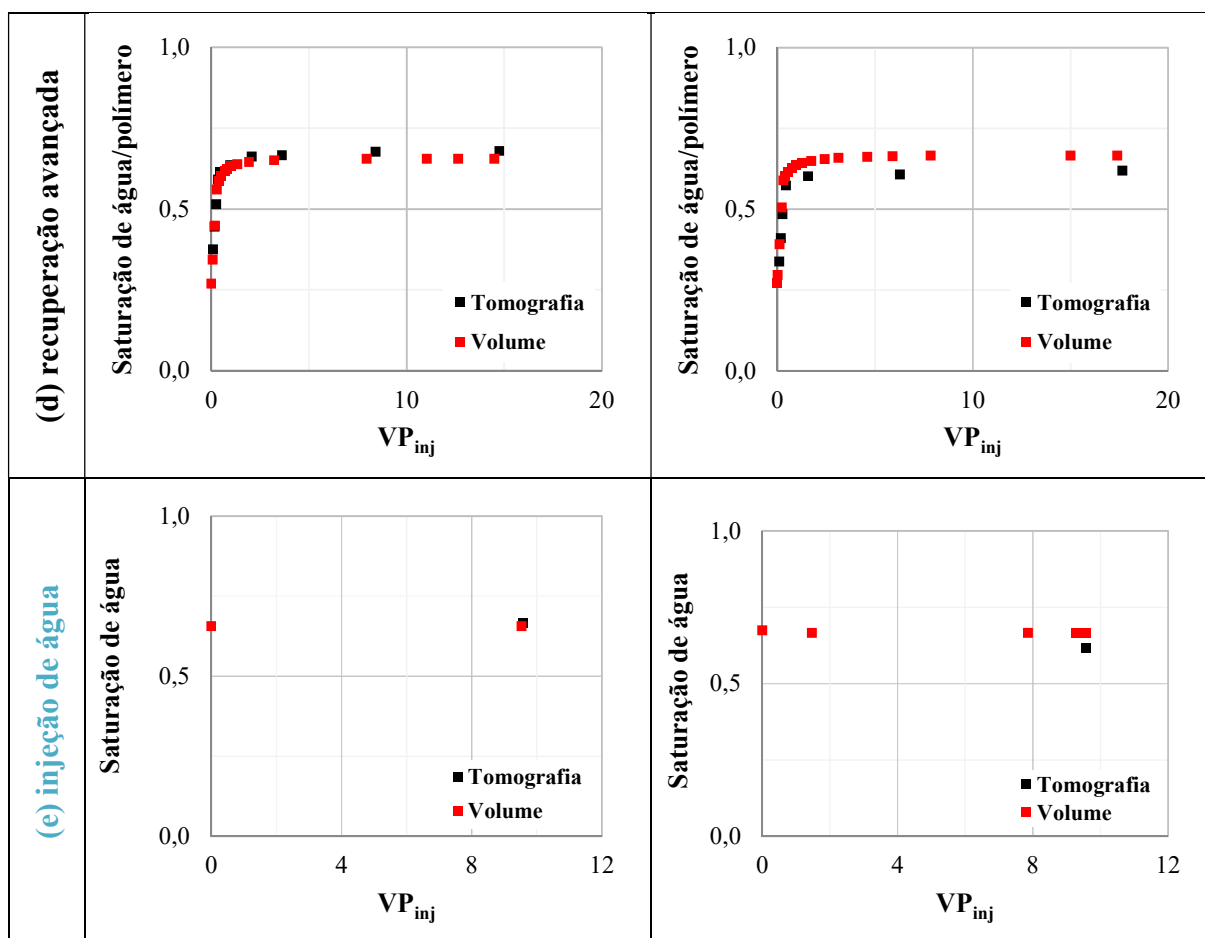


Figura 5.22 (cont.) – Histórico de saturação média do fluido injetado para os testes de deslocamento com as amostras H9 (à esquerda) e H17 (à direita)

Tabela 5.7 – Saturação média final do fluido injetado obtida por varredura de tomografia e por balanço de volume para as amostras H9 e H17

Parâmetro	Amostra H9			Amostra H17		
	Tomógrafo	Balanço de volume	$\Delta\text{Sat} (\%)*$	Tomógrafo	Balanço de volume	$\Delta\text{Sat} (\%)*$
Injeção de óleo						
$S_o(\text{fr})$	0,74	0,76	2,0	0,74	0,78	4,0
Recuperação convencional						
$S_w(\text{fr})$	0,64	0,59	5,0	0,54	0,55	1,0
Re-saturação com óleo						
$S_o(\text{fr})$	0,71	0,73	2,0	0,75	0,73	2,0
Recuperação avançada						
$S_w + S_{\text{pol}}(\text{fr})$	0,68	0,66	2,0	0,62	0,67	5,0
Injeção de solução salina						
$S_w(\text{fr})$	0,67	0,66	1,0	0,62	0,67	5,0

*em valores absolutos (pontos percentuais)

É possível verificar que, para todas as etapas do teste de deslocamento e para ambas as amostras, as saturações médias finais do fluido injetado obtidas por varredura de tomografia e por balanço de volume foram correspondentes. A diferença entre os valores de saturação (ΔSat) variou de 1 a 5% pontos percentuais. Dessa forma, foi concluído que ambas as metodologias apresentaram valores similares, independentemente da fase dopada.

A eficiência de varrido da solução polimérica em relação à solução salina foi avaliada em função do volume original de óleo na amostra anteriormente à aplicação do método de recuperação. O volume de óleo produzido (recuperado) normalizado pelo volume original de óleo na amostra corresponde ao fator de recuperação do método.

A Figura 5.23 apresenta o fator de recuperação de óleo obtido através dos métodos de recuperação convencional (WF) e avançada (PF) por varredura de tomografia (pontos) e por balanço de volume (linhas) para as amostras H9 e H17.

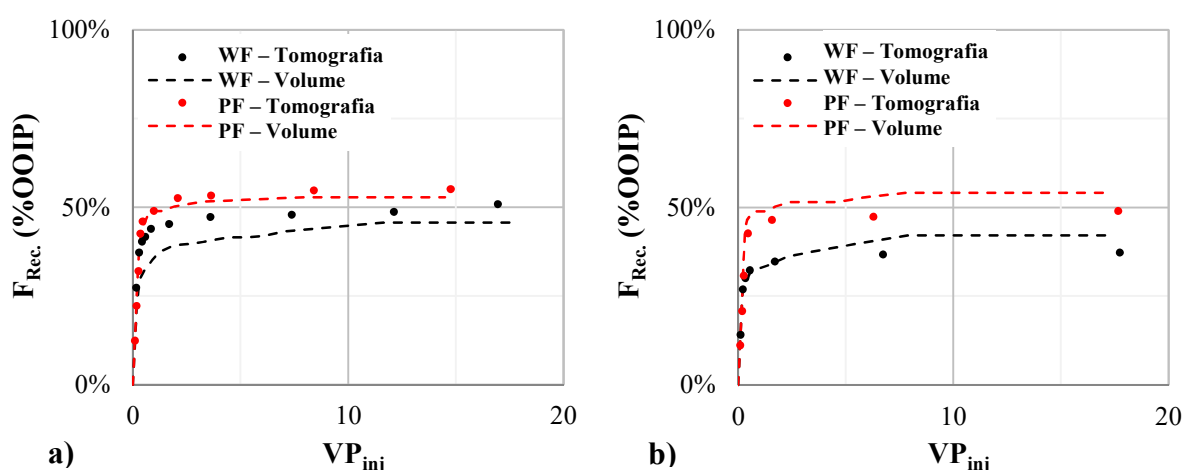


Figura 5.23 – Fator de recuperação de óleo obtido ao longo dos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras (a) H9 e (b) H17.

Pode ser observado que o comportamento das curvas para o balanço de volume e para a varredura de tomografia foram semelhantes. Entretanto, na etapa de injeção de água para o experimento com a amostra H9, pode ser observado um atraso na curva de balanço de volume em relação à curva de tomografia. Este atraso foi atribuído à força de arraste existente entre o óleo mineral produzido e o capilar de saída. Neste caso, gotas de óleo que saíram da amostra durante o escoamento bifásico aderiram-se ao capilar, sendo ultrapassadas (*bypassado*) pela fase aquosa. Consequentemente, o tempo decorrido para atingir a proveta foi maior do que o esperado. Apesar disso, ao longo da injeção de água, estas gotas de óleo foram deslocadas e os valores terminais do fator de recuperação aproximaram-se dos valores obtidos por tomografia.

O mesmo fenômeno não foi observado no experimento com a amostra H17 pois, neste experimento, o capilar de saída recebeu tratamento com surfactantes para evitar que o óleo se aderisse ao mesmo, percorrendo o volume morto de saída com a mesma vazão de injeção. Devido à maior viscosidade da solução polimérica em relação à água, este fenômeno não foi observado em nenhum dos experimentos quando o método de recuperação avançada foi implementado.

Os pontos terminais do fator de recuperação são apresentados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Fator de recuperação final de óleo obtido através dos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostra H9 e H17

Método de recuperação	Amostra H9		Amostra H17		Unidade
	Tomógrafo	Balanço de volume	Tomógrafo	Balanço de volume	
Recuperação convencional	51,0	45,7	37,2	42,2	%OOIP
Recuperação avançada	55,1	52,9	48,9	54,2	%OOIP
Óleo incremental	4,1	7,2	11,7	12,0	%OOIP

Pode ser observado que, em todos os cenários, o método de recuperação avançada resultou em fatores de recuperação de óleo acima daqueles obtidos com a recuperação convencional. Além disso, pode-se observar que os volumes de óleo incremental obtidos por varredura de tomografia e por balanço de volume foram similares em ambos os experimentos. Este resultado confirma a maior eficiência de varrido de óleo quando a solução polimérica foi injetada no meio poroso. No pior cenário, um incremento de 4,1 %OOIP no fator de recuperação de óleo foi obtido através da injeção de polímeros em relação à injeção de água.

Os resultados de óleo incremental obtidos estão de acordo com diversos autores (Taber e Martin 1983; Hochanadel *et al.* 1990; Wang *et al.* 2003; Silva *et al.* 2007; Manrique *et al.* 2007). Han *et al.* (2014) realizaram testes de deslocamento em rochas carbonáticas e obtiveram, em média, 11 %OOIP de recuperação incremental através do método de recuperação avançada pela injeção de solução polimérica em relação ao método de recuperação convencional.

Através do balanço de volume também é possível verificar a eficiência de varrido de óleo da solução polimérica até o instante de irrupção do fluido injetado. Na Figura 5.24 é apresentada a comparação entre o fator de recuperação de óleo obtido no instante de irrupção e ao fim da injeção do fluido de recuperação.

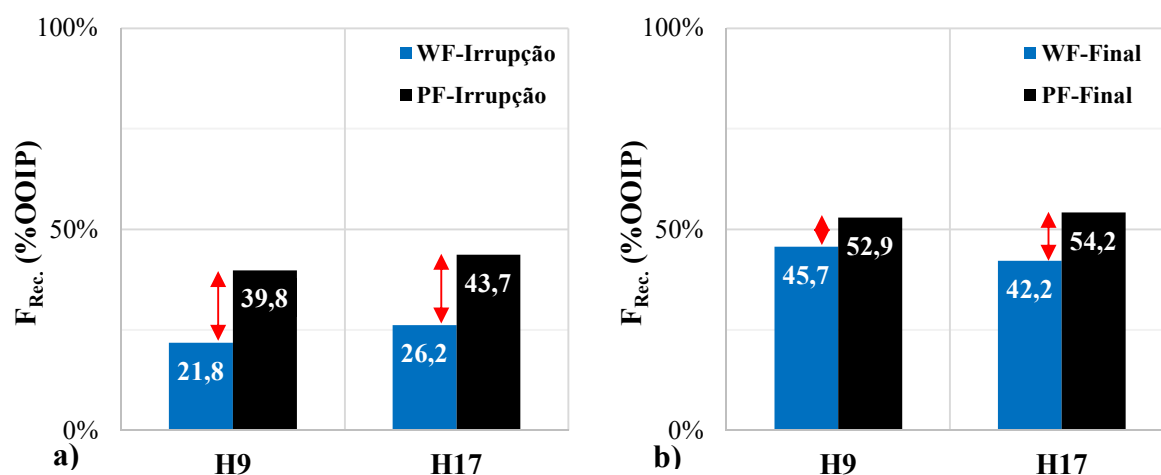


Figura 5.24 – Fator de recuperação de óleo obtido (a) no instante de irrupção e (b) no final da injeção do fluido de recuperação

Pode ser observado que, em todas as situações, o fator de recuperação de óleo obtido através da injeção de solução polimérica foi maior do que aquele obtido através da injeção de solução salina. Este resultado confirma que a adição de polímeros ao fluido de recuperação influencia positivamente na eficiência de varrido de óleo.

Além disso, a Figura 5.24 mostra que este aumento na eficiência de varrido (representado pelo fator de recuperação de óleo) obtido no instante de irrupção foi maior do que o mesmo parâmetro obtido no final da injeção. Para a amostra H9, o incremento no fator de recuperação no instante de irrupção foi de 18,0% enquanto no final da injeção foi de 7,2%. Para a amostra H17, os incrementos no fator de recuperação foram de 17,5% e 12,0% respectivamente. Este resultado confirma que o polímero atua como agente de controle da produção de água no efluente, sendo responsável pela antecipação da produção de óleo.

A Figura 5.25 apresenta as curvas do volume de óleo incremental acumulado em função do volume poroso injetado obtidas ao longo da injeção de solução polimérica nos experimentos realizados com as amostras H9 e H17.

Pode ser observado que, apesar de a injeção de solução polimérica recuperar um volume final de óleo maior do que a injeção de água, o incremento volumétrico de óleo está associado a um volume poroso injetado ótimo, a partir do qual, os resultados obtidos com a injeção de solução salina e com a injeção de solução polimérica seriam equivalentes. Graficamente, o volume poroso injetado ótimo para as amostras H9 e H17 foi 0,80 e 0,74 respectivamente.

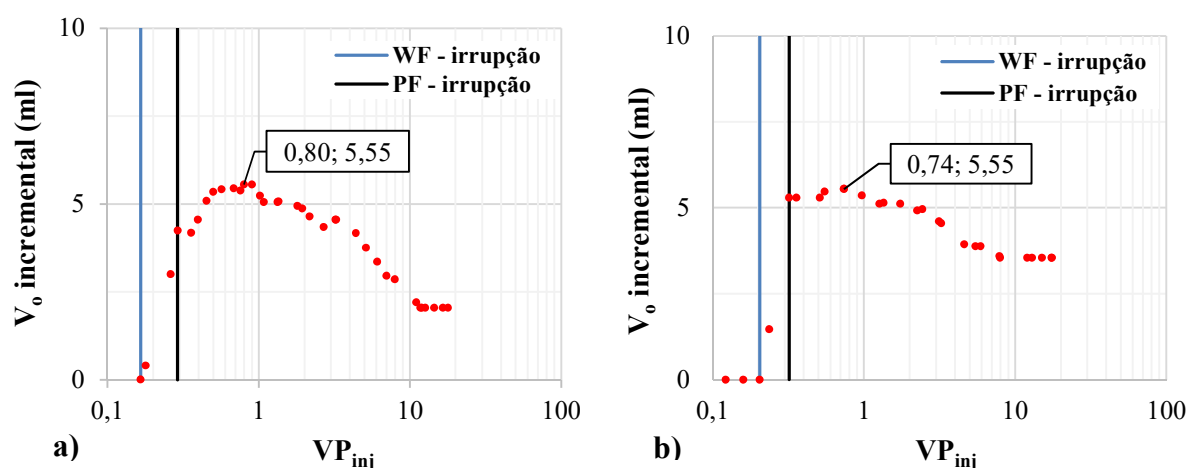


Figura 5.25 – Volume incremental acumulado de óleo obtido na injeção de solução polimérica nos experimentos realizados com as amostras (a) H9 e (b) H17

A partir deste volume poroso injetado ótimo é possível determinar o incremento máximo no fator de recuperação de óleo durante o experimento. A Tabela 5.9 compara os fatores de recuperação de óleo obtidos no volume poroso injetado ótimo e ao final da injeção para a recuperação convencional e para a recuperação avançada.

Tabela 5.9 – Fator de recuperação de óleo obtido para a injeção de água e para a injeção de solução polimérica no volume poroso injetado ótimo e ao fim da injeção

Método de recuperação	Amostra H9		Amostra H17		Unidade
	0,80 VP_{inj}	Final	0,74 VP_{inj}	Final	
Recuperação convencional	33,2	45,7	32,3	42,2	%OOIP
Recuperação avançada	49,0	52,9	49,0	54,2	%OOIP
Óleo incremental	15,8	7,2	16,7	12,0	%OOIP

Este resultado confirma que o incremento no fator de recuperação de óleo é maior para o volume poroso injetado ótimo e não para o final da injeção. Ou seja, o volume incremental de óleo atinge um pico e depois começa a diminuir. Esta redução ocorre, pois, a frente de avanço na injeção de solução polimérica é mais pistão do que na injeção de água, deslocando o óleo de forma mais eficiente. Consequentemente, a taxa de produção da fase aquosa após a irrupção do fluido injetado é maior na injeção de polímeros.

Outra forma de se avaliar o desempenho da injeção de solução polimérica na antecipação da produção de óleo é através da vazão volumétrica de óleo no efluente. A Figura 5.26 mostra o gráfico semi-log da vazão de óleo em função do volume poroso injetado. Para uma melhor visualização do fenômeno, o gráfico foi enfatizado nos dois primeiros VP_{inj} .

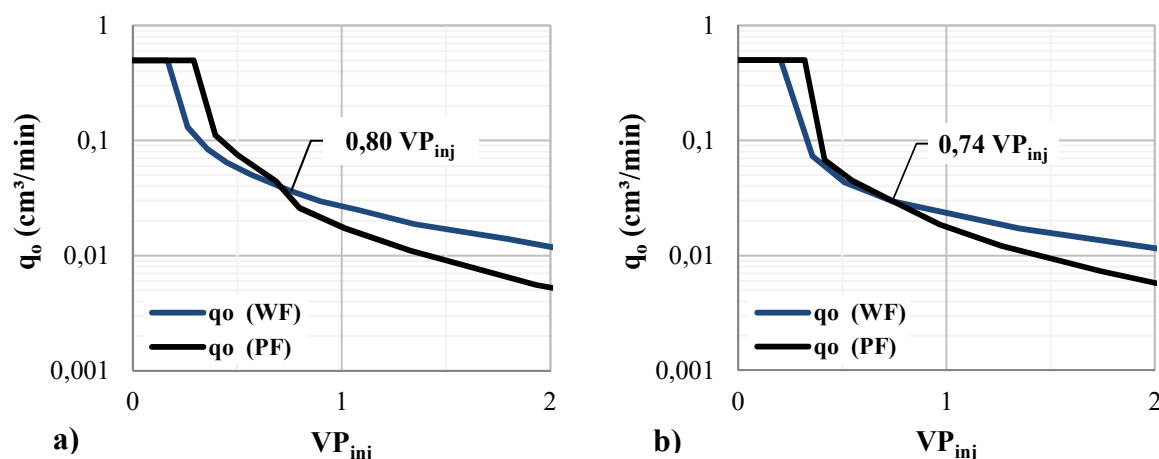


Figura 5.26 – Vazão de óleo no efluente obtida através dos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras (a) H9 e (b) H17

Pode ser observado que, na injeção de polímeros, a produção monofásica de óleo estende-se por um período maior, quando comparada com a da injeção de água, confirmando o efeito benéfico do polímero no atraso da irrupção do fluido injetado. Além disso, é possível verificar que, ao longo do experimento, a vazão de óleo para a injeção de polímero e para a injeção de água se cruzam. Para ambos os experimentos, o cruzamento entre as curvas ocorreu no volume poroso injetado ótimo, corroborando com os resultados obtidos na Figura 5.25, e concluindo que, a partir deste ponto de intersecção não se justifica a injeção do fluido com maior custo.

A eficiência de varrido do fluido de recuperação também pode ser avaliada através da razão água-óleo acumulada, ou seja, a razão entre o volume produzido de água e o volume produzido de óleo no efluente. A Figura 5.27 apresenta as curvas da razão água-óleo acumulada em função do fator de recuperação de óleo para os experimentos realizados com as amostras H9 e H17. Esta figura permite identificar a viabilidade da injeção do fluido de recuperação para que um determinado fator de recuperação de óleo seja atingido.

Para a amostra H9 observa-se que, no momento em que se atinge um fator de recuperação de 45%, a razão água-óleo na injeção de água já está acima de 30, enquanto para a injeção de polímeros, a razão água-óleo está pouco acima de zero. De forma semelhante, para a amostra H17, observa-se que ao atingir um fator de recuperação de 42%, a razão água-óleo na injeção de água era aproximadamente 40, enquanto na injeção de polímeros, a irrupção do fluido injetado ainda não havia ocorrido, ou seja, apenas óleo estava sendo produzido.

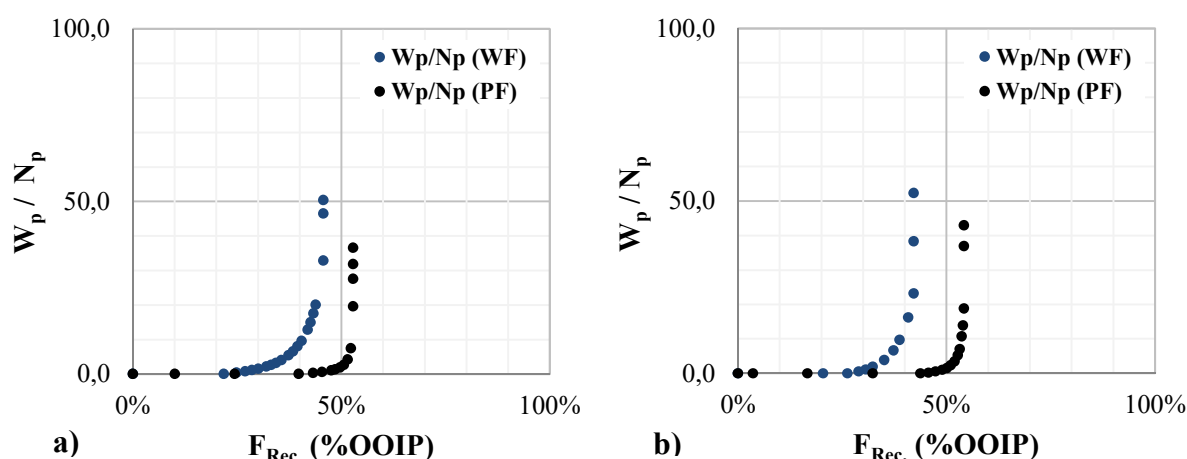


Figura 5.27 – Razão água-óleo (RAO) em função do fator de recuperação de óleo obtida nos experimentos realizados com as amostras (a) H9 e (b) H17

Pode ser observado que a curva para a injeção de solução salina é mais aberta do que a curva para a injeção de solução polimérica. Esta característica evidencia que o intervalo bifásico de produção entre a irrupção do fluido injetado e a saturação residual de óleo é maior quando a solução salina é injetada. Este resultado confirma que, além do atraso na irrupção do fluido injetado, a saturação residual de óleo é atingida mais rapidamente quando a solução polimérica é injetada.

Na Figura 5.28 são apresentadas as curvas do corte de água acumulado em função do volume poroso injetado, obtidos na recuperação convencional e na recuperação avançada para as amostras H9 e H17. A análise também incluiu os dados obtidos por varredura de tomografia.

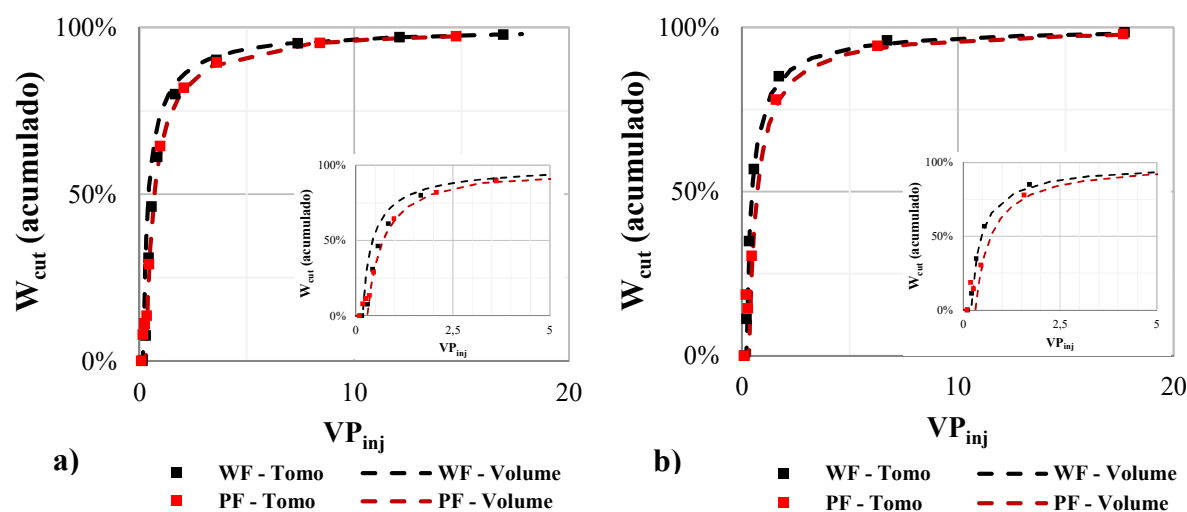


Figura 5.28 – Corte de água acumulado obtido através dos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras (a) H9 e (b) H17

Pode ser observado que os valores de corte de água acumulado aumentam antes para a injeção de solução salina do que para a injeção de solução polimérica. Para ratificar esta afirmação, o mesmo gráfico foi enfatizado nos primeiros cinco volumes porosos injetados.

Na Figura 5.28 também é observado que, apesar de as curvas se distanciarem no início da injeção, elas tendem a se sobrepor no final da mesma, corroborando com a afirmativa de que a partir de um determinado volume poroso de injeção, a injeção de solução polimérica não se justifica.

Na Tabela 5.10 são apresentados os resultados do volume poroso injetado necessário para se atingir um corte de água acumulado de 97%, tanto para a recuperação convencional como para a recuperação avançada. Os valores apresentados são interpolações das medidas de volume obtidas manualmente.

Tabela 5.10 – 97% de corte de água acumulado obtidos nos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras H9 e H17

Método de recuperação	Amostra H9		Amostra H17		Unidade
	Tomógrafo	Balanço de volume	Tomógrafo	Balanço de volume	
Recuperação convencional	12,06	11,63	11,23	11,48	VP _{inj}
Recuperação avançada	13,68	12,91	14,65	13,93	VP _{inj}

De acordo com a Tabela 5.10, os valores de volume poroso injetado para se atingir 97% de corte de água acumulado foram maiores na recuperação avançada, tanto para a varredura de tomografia quanto para o balanço de volume. Este resultado se deve ao maior volume produzido de óleo obtido através deste método de recuperação.

O corte de água também foi avaliado de forma instantânea. Na Figura 5.29 são apresentadas as curvas do corte de água instantâneo em função do volume poroso injetado. Para facilitar a visualização do fenômeno, os gráficos foram enfatizados nos primeiros quatro volumes porosos injetados.

De acordo com a Figura 5.29 é possível verificar que, assim como no corte de água acumulado, a curva de corte de água instantâneo também cresce primeiramente para a injeção de água do que para a injeção de polímeros. Isto ocorre devido ao atraso na irrupção do fluido injetado pela adição de polímero ao fluido de recuperação. Entretanto, ao longo do experimento, a curva de $W_{cut\ instantâneo}$ para a injeção de polímeros ultrapassa a mesma curva para a injeção de água e ao final da injeção elas tendem a se sobrepor.

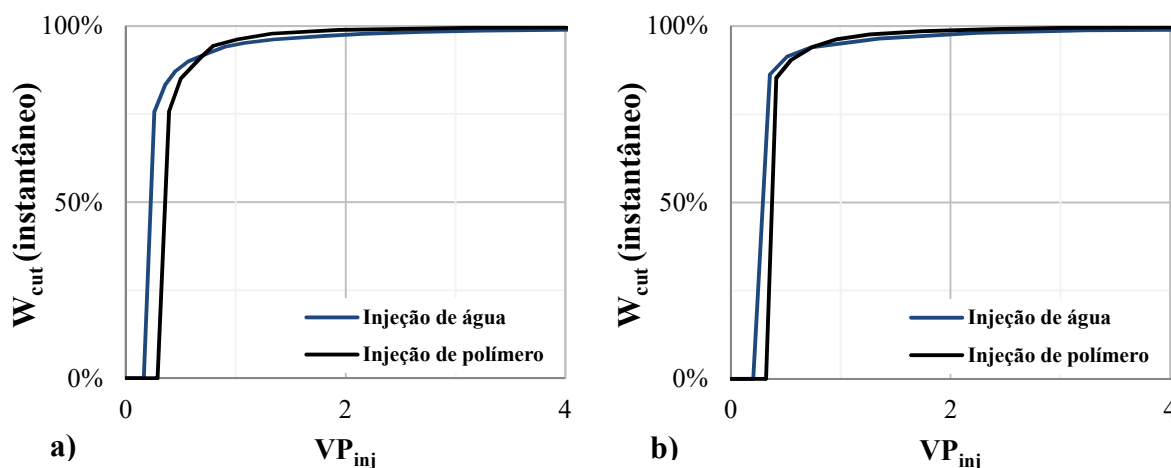


Figura 5.29 – Corte de água instantâneo obtido através dos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras (a) H9 e (b) H17

Na Tabela 5.11 são apresentados os valores de VP_{inj} necessários para se atingir um corte de água instantâneo de 97%. Assim como na Tabela 5.10, os valores apresentados aqui são interpolações dos dados de volume obtidos manualmente.

Tabela 5.11 – 97% de corte de água instantâneo obtidos nos métodos de recuperação convencional e avançada para as amostras H9 e H17

Método de recuperação	Amostra H9	Amostra H17	Unidade
Recuperação convencional	1,73	1,63	VP_{inj}
Recuperação avançada	1,17	1,12	VP_{inj}

Pode ser observado que, ao contrário do corte de água acumulado, o volume poroso injetado necessário para se atingir um corte de água instantâneo de 97% é menor para o método de recuperação avançada do que para o método de recuperação convencional. Este resultado corrobora com a afirmação que a saturação residual de óleo é atingida mais rapidamente através da injeção de solução polimérica. Consequentemente, o volume injetado de fluido necessário para atingir esta saturação residual de óleo é menor, reduzindo custos com o tratamento e descarte dos fluidos produzidos, além de reduzir o tempo do projeto.

5.4. Microscopia Eletrônica de Varredura

Antes da realização dos testes de deslocamento, duas fatias com $\sim 1,5$ cm de comprimento foram cortadas de cada extremidade da amostra. Estas fatias foram denominadas A e B, e representaram a condição original seca da rocha de carbonato. Após o teste de deslocamento, duas novas fatias (também com $\sim 1,5$ cm de comprimento) foram cortadas de

cada extremidade das amostras. Estas fatias foram denominadas C e D, e representaram a condição após o teste de deslocamento, ou seja, após a injeção de óleo, solução salina e solução polimérica através do meio poroso.

A Figura 5.30 apresenta o esquemático da retirada de amostras para a realização do estudo de microscopia eletrônica de varredura.

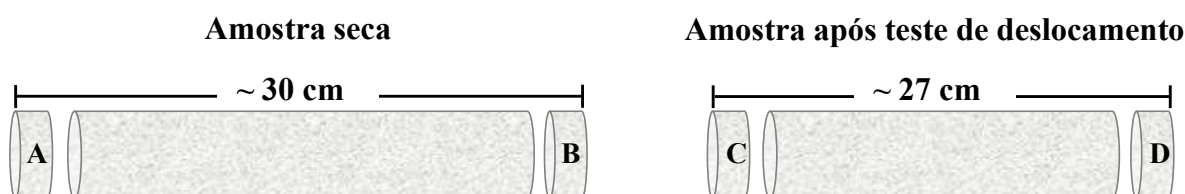


Figura 5.30 – Esquemático da retirada das amostras para o estudo de MEV

A Figura 5.31 apresenta as amostras H9 e H17 após o revestimento da superfície com a camada de ouro. As amostras A e B representam as condições originais da amostra (antes do teste de deslocamento), enquanto as amostras C e D representam as condições após o teste de deslocamento.

Pode ser observado que as amostras com revestimento em ouro obtidas após o teste de deslocamento ficaram mais avermelhadas do que as amostras originais. Embora estas amostras tenham sido colocadas na estufa antes do revestimento, vestígios de óleo e polímero dificultaram a retenção dos íons de ouro em sua superfície. Assim, pode-se concluir que o procedimento de revestimento não foi 100% efetivo para estas amostras.









Amostras antes do teste de deslocamento		Amostras após o teste de deslocamento		
	A	B	C	D
Amostra H9				
Amostra H17				

Figura 5.31 – Fatias obtidas para as amostras H9 e H17, antes e após o teste de deslocamento, com tratamento de ouro na superfície

A Figura 5.32 apresenta as imagens obtidas para as fatias A e C da amostra H9, e a Figura 5.33 apresenta as imagens obtidas para as fatias A e D da amostra H17, todas elas com nível de amplificação de 1500x. As demais imagens em diferentes níveis de amplificação (80x, 150x, 300x e 1500x) são apresentadas no APÊNDICE F.

Cada imagem apresentada contém informações sobre o nome da amostra, escala, nível de amplificação, tensão de aceleração de elétrons (EHT) e distância de trabalho (WD). A distância de trabalho representa o afastamento entre a lente objetiva (câmera) e a amostra. Melhores resoluções de imagens são obtidas com menores distâncias de trabalho, entretanto, quanto menor o WD, menor é a profundidade focal.

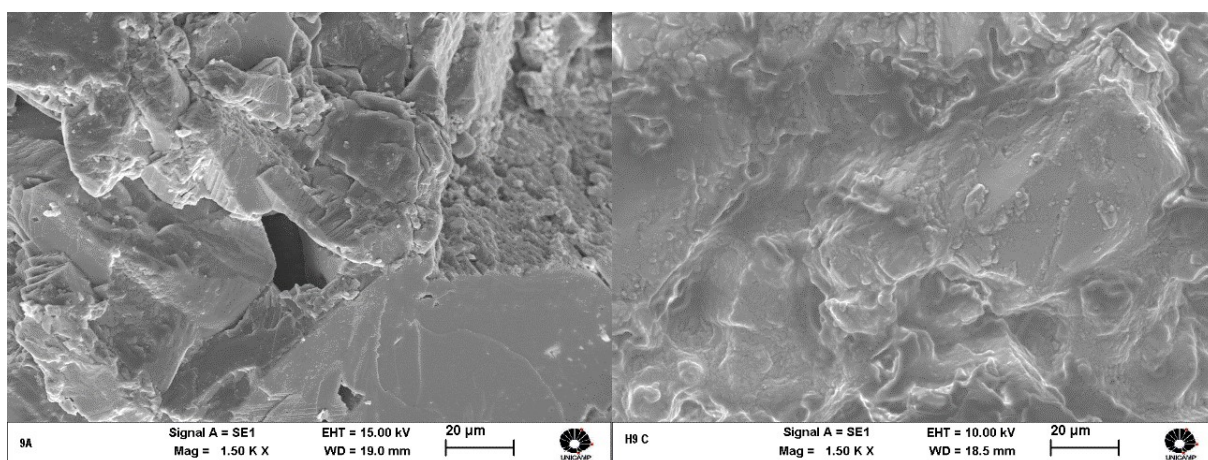


Figura 5.32 – Fatias A e C da amostra H9 amplificada em 1500x

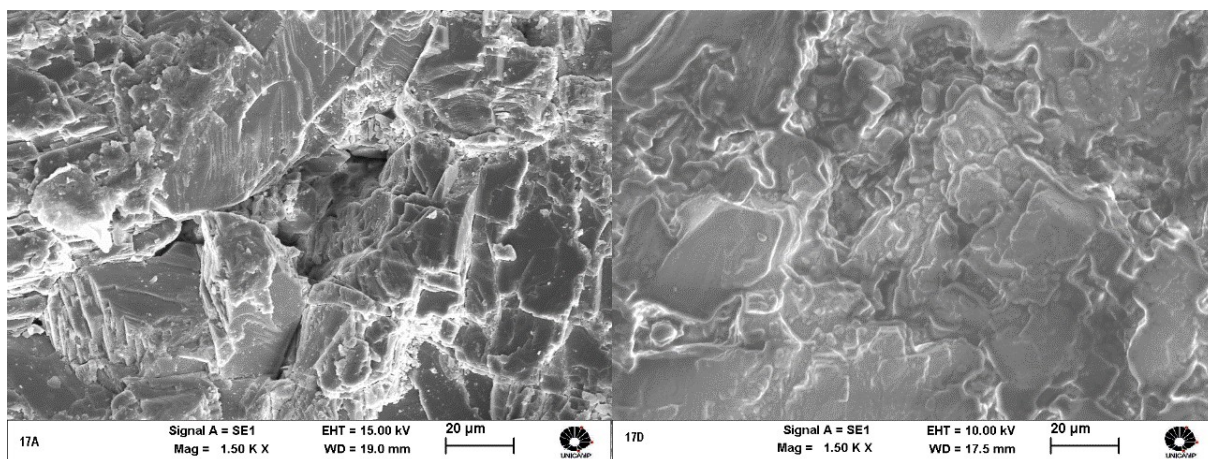


Figura 5.33 – Fatias A e D da amostra H17 amplificada em 1500x

Pode ser observado que as amostras originais apresentaram cristais bem facetados com vértices mais retilíneos e pontiagudos. Já as amostras após a injeção de polímeros apresentaram vértices mais curvilíneos, como se houvesse uma camada sobreposta à superfície da amostra.

Embora as amostras comparadas não sejam as mesmas, a presença de micro poros foi melhor visualizada nas amostras originais. As diferenças na textura dão indícios que a solução polimérica formou um filme de polímero na superfície dos poros das amostras. Este resultado indica que a injeção de solução polimérica pode resultar no tamponamento tanto de microporos quanto de macroporos.

Do ponto de vista da recuperação avançada de petróleo, o tamponamento dos poros, especialmente os macroporos, não é necessariamente um problema. Os macroporos, juntamente com as fraturas, compõem grande parte dos reservatórios carbonáticos no mundo. A heterogeneidade deste tipo de reservatório, somada à alta permeabilidade da fratura, favorece o escoamento do fluido injetado pelo caminho de menor resistência ao escoamento. Consequentemente, o fluido injetado atinge o poço produtor precocemente, deixando um volume considerável de óleo no reservatório, e impactando negativamente na vida econômica do poço.

Contanto que a injetividade no poço não seja um fator crítico, além da redução na produção de água, o bloqueio de poros pela injeção de solução polimérica tem grande potencial para melhorar a recuperação de óleo em reservatórios heterogêneos. Através da correção da heterogeneidade do reservatório, pelo bloqueio dos caminhos preferenciais, o fluido injetado passa a escoar por regiões do reservatório ainda não varridas, deslocando o óleo presente nestas regiões em direção ao poço produtor.

Almohsin *et al.* (2016) analisaram a eficiência de um fluido composto por polímeros na redução da produção de água indesejada em reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados. Eles constataram que o fluido utilizado exerceu a função de selante, sendo eficiente no bloqueio de poros e fraturas, reduzindo, assim, a produção de água. Li *et al.* (2017) utilizaram ressonância magnética para avaliar o efeito do tamponamento dos poros, pela injeção de solução polimérica, na recuperação de óleo incremental e na eficiência de deslocamento. De acordo com eles, a solução polimérica aumentou a recuperação de óleo em 10,29%. Já o incremento na eficiência de deslocamento foi de 11,78%, especialmente devido ao bloqueio de poros.

6. CONCLUSÕES

Neste capítulo são apresentadas as conclusões deste trabalho e as recomendações para trabalhos futuros.

6.1. Conclusões

Este trabalho objetivou analisar a viabilidade de aplicação da injeção de solução polimérica como um método secundário de recuperação avançada em reservatórios localizados em ambientes marinhos e apresentar uma estratégia de aplicação do método visando uma melhor eficiência. Estudos detalhados de reologia de soluções poliméricas e testes de deslocamento em amostras de coquina possibilitaram verificar as vantagens e limitações do método. A comparação entre os resultados da injeção convencional de água e do método de recuperação avançada permitiu observar a antecipação da produção de óleo, a redução da injeção e produção de água, bem como a condição de incremento máximo de óleo em consequência da adição de polímero à água de injeção.

As contribuições mais significativas e as conclusões derivadas deste trabalho são apresentadas a seguir.

Através da análise de fatores intervenientes e do projeto de fluidos com base na composição de água do mar, determinou-se a concentração de polímero (HPAM Flopaam 3230S) necessária para atingir a viscosidade de interesse (10 mPa.s a 20 °C) de realização dos testes de deslocamento, cujo valor foi de 2400 mg/L.

Os valores para a concentração crítica, a viscosidade intrínseca, e a massa molar média determinadas para este polímero foram 1200 mg/L, 1316 cm³/g e 6,83 milhões de Daltons, respectivamente.

A utilização de solução sintética de água do mar na composição da solução polimérica não foi um fator crítico para o projeto de fluidos. A presença de íons bivalentes influencia negativamente no comportamento viscoso da solução, porém o teor de sal mais baixo, se comparado àquele característico da água da formação em reservatórios marinhos, compensa estes efeitos negativos. Desta forma, a utilização da água do mar para a preparação do fluido de injeção pode ser economicamente vantajosa, demandando uma concentração de polímero menor para atingir a viscosidade alvo.

Os ensaios reológicos caracterizaram a solução polimérica de injeção como um fluido não-Newtoniano, inelástico (puramente viscoso), não tixotrópico, e sem tensão limite de

escoamento. Através da varredura de tempo verificou-se a ausência de sedimentação, degradação, e reação química, durante a caracterização reológica dos fluidos.

Os resultados dos ensaios de curva de fluxo em regime permanente apresentaram uma boa correlação com os modelos reológicos de Carreau e Ostwald-de Waele.

Através das técnicas de tomografia computadorizada de Raios-X e de microscopia eletrônica de varredura (MEV) foi possível observar poros de tamanhos diferentes e com formatos irregulares. Por meio destes resultados evidenciou-se a heterogeneidade das rochas coquina utilizadas nos experimentos.

Ainda utilizando as técnicas de MEV, pode-se constatar que, sem a presença do polímero, as amostras apresentaram cristais bem facetados com vértices mais retilíneos e pontiagudos. Por outro lado, após a injeção de solução polimérica, os vértices mostraram-se mais curvilíneos como se houvesse uma camada sobreposta à superfície da rocha.

Os valores de porosidade das amostras medidos por meio do porosímetro a gás e tomografia foram semelhantes. A diferença foi de 0,48% pontos percentuais para a amostra com dopante na fase oleica, e de 2,13% pontos percentuais para a amostra com dopante na fase aquosa. Da mesma forma, as diferenças entre os resultados de saturação residual, por balanço de volume e por tomografia, variaram entre 1,0% e 5,0% pontos percentuais. Assim sendo, pode-se concluir que a caracterização por tomografia foi bem sucedida, independentemente da fase dopada.

A injeção de polímero melhorou a razão de mobilidade e antecipou a produção de óleo. O aumento da viscosidade da solução aquosa pela adição de polímero deslocou a curva de fluxo fracionário de água para a direita. Consequentemente, para uma mesma condição de saturação, o volume de óleo produzido foi maior.

Os resultados de perfil de saturação de fluidos permitiram acompanhar a frente de deslocamento do fluido injetado ao longo da amostra e, consequentemente, determinar o instante de irrupção. Pode-se observar que o tempo necessário para a irrupção do fluido injetado foi maior na recuperação avançada, antecipando a produção de óleo, e confirmando a eficiência do polímero como agente redutor da produção de água.

Em todas os cenários analisados, os fatores de recuperação de óleo obtidos para a recuperação avançada foram superiores àqueles obtidos com a recuperação convencional, indicando uma melhor eficiência de varrido da solução polimérica. Além disso, foi observado que a recuperação incremental de óleo é mais significativa até o instante de irrupção do fluido injetado. De acordo com o balanço de volume, os fatores de recuperação de óleo no instante de

irrupção e ao fim da injeção foram de 18,0% e 7,2% para a amostra H9, e de 17,5% e 12,0% para a amostra H17.

Apesar de ser obtido um volume incremental de óleo ao final da injeção de solução polimérica em relação à injeção convencional de água, o incremento máximo é obtido para um determinado volume poroso injetado, a partir do qual, a injeção de solução polimérica não se justifica. Nos experimentos realizados, o volume poroso injetado ótimo foi de 0,80 VP_{inj} para a amostra H9, e de 0,74 VP_{inj} para a amostra H17.

A partir dos experimentos realizados, foi possível confirmar que a saturação residual de óleo é atingida mais rapidamente na injeção de solução polimérica. Ou seja, para um mesmo fator de recuperação de óleo, a injeção de polímeros requer um menor volume poroso injetado.

A partir do conjunto dos resultados (reologia e projeto de fluidos, teste de deslocamento, tomografia computadorizada e MEV) pode-se confirmar que a injeção de solução polimérica tem grande potencial para ser utilizada no controle da mobilidade da fase aquosa em reservatórios heterogêneos, estabilizando a frente de avanço do fluido injetado, aumentando a eficiência de varrido, e antecipando a produção de óleo.

6.2. Recomendações

As recomendações para trabalhos futuros relacionados ao tema em estudo são:

- Realizar os experimentos em temperaturas mais próximas às temperaturas de reservatório;
- Avaliar o resultado de uma injeção de solução salina após à injeção de solução polimérica ter atingido o volume poroso ótimo de injeção;
- Incluir uma válvula de contrapressão no aparato experimental, aumentando a pressão de poro;
- Utilizar óleo não-mineral na execução dos experimentos, e incluir uma etapa de envelhecimento da amostra, estabelecendo, assim, uma condição de molhabilidade mais preferencial ao óleo;
- Realizar experimentos monofásicos com amostras semelhantes para a determinação de retenção, volume poroso inacessível, fator de resistência e fator de resistência residual;
- Analisar a estabilidade da solução polimérica ao longo do tempo e temperatura;
- Avaliar a injeção de misturas da água do mar com a água da formação;

- Verificar o desempenho de outros polímeros em rochas carbonáticas.

REFERÊNCIAS

ABIROV, Z.; ABIROV, R.; MAZBAYEV, Y.; ENGELS, A.; NESTYORKIN, A.; IVAKHNENKO, O. 2015. Case-study of Successful Pilot Polymer Flooding in the South Turgay Basin's Oilfield. In: SPE ANNUAL CASPIAN TECHNICAL CONFERENCE & EXHIBITION, 4-6 Novembro, Baku, Azerbaijão. DOI: [dx.doi.org/10.2118/177339-MS](https://doi.org/10.2118/177339-MS)

ABOU-KASSEM, J. H. 1999. Screening of Oil Reservoirs for Selecting Candidates of Polymer Injection. **Energy Sources**, v. 21, p. 5-15. DOI: [dx.doi.org/10.1080.00908319950014911](https://doi.org/10.1080.00908319950014911)

AL-ADASANI, A.; BAI B. 2011. Analysis of EOR Projects and Updated Screening Criteria. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 79, p. 10-24. DOI: [dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2011.07.005](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.07.005)

AL-ADASANI, A. **Updated EOR Screening Criteria and Modelling the Impacts of Water Salinity Changes on Oil Recovery**. 2012. Tese (Doutorado) - Missouri University of Science and Technology, EUA.

AL-BAHAR, M. A.; MERRILL, R.; PEAKE, W.; JUMAA, M.; OSKUI, R. 2004. Evaluation of IOR Potential within Kuwait. In: ABU DHABI INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 10-13 Outubro, Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos. DOI: [dx.doi.org/10.2118/88716-MS](https://doi.org/10.2118/88716-MS)

AL HASHMI, A. R.; AL MAAMARI, R. S.; AL SHABIBI, I. S.; MANSOOR, A. M.; ZAITOUN, A.; AL SHARJI, H. H. 2013. Rheology and Mechanical Degradation of High-Molecular-Weight Partially Hydrolysed Polyacrylamide during Flow through Capillaries. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 105, p. 100-106. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.03.021>

ALMOSHIN, A.; A-NAKHLI, A.; BADAIRY, H.; ALABDRABALNABI, M.; HUNG, J.; BATAWELL, M. 2016. A New Polymer System for Water Shutoff Application in Carbonate Formations. In: SPE KINGDOM OF SAUDI ARABIA ANNUAL TECHNICAL SYMPOSIUM AND EXHIBITION, 25-28 Abril, Dammam, Arábia Saudita. DOI: [dx.doi.org/10.2118/182843-MS](https://doi.org/10.2118/182843-MS)

ALVARADO, V.; MANRIQUE, E. 2010. Enhanced Oil Recovery: An Update Review. **Energies**, v. 3, p.1529-1575. DOI: [dx.doi.org/10.3390/en3091529](https://doi.org/10.3390/en3091529)

AMYX, J. W.; BASS, D. M.; WHITING, R. L. **Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties**. McGraw-Hill, 1960.

ANP 2016. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro.

API Gravity 2015. <http://www.petroleum.co.uk/api>. Acessado em 04/01/2018.

API RP27. 1956. American Petroleum Institute. **Recommended Practice for Determining Permeability of Porous Media**. 3ª Ed., Agosto. Washington, DC.

API RP40. 1998. American Petroleum Institute. **Recommended Practices for Core Analysis**. 2ª Ed., Fevereiro. Washington, DC.

API RP63. 1990. American Petroleum Institute. **Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery**. 1ª Ed., Junho, Washington, DC.

ARCHIE, G. E. 1952. Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations. **AAPG**, v. 36, n. 2, p. 278-298.

AUSTAD, T.; STRAND, S.; HØGNESES, E. J.; ZHANG, P. 2005. Seawater as IOR Fluid in Fractured Chalk. In: SPE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON OILFIELD CHEMISTRY, 2-4 Fevereiro, The Woodlands, Texas, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/93000-MS](https://doi.org/10.2118/93000-MS)

AUSTAD, T.; STRAND, S.; MADLAND, M. V.; PUNTERVOLD, T.; KORSNES, R. I. 2008. Seawater in Chalk: An EOR and Compaction Fluid. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 11, n. 4, p. 648-654. DOI: [dx.doi.org/10.2118/118431-PA](https://doi.org/10.2118/118431-PA)

BARNES, H. A.; HUTTON, J. F.; WALTERS, K. F. R. S. **An Introduction to Rheology**. V. 3, 1ª Ed. Elsevier Science Publishers B.V., 1989.

BENNETZEN, M. V.; GILANI, S. F. H.; MOGENSEN, K.; GHOZALI, M.; BOUNOUA, N. 2014. Successful Polymer Flooding of Low-Permeability, Oil-Wet, Carbonate Reservoir Cores. In: ABU DHABI INTERNATIONAL PETROLEUM EXHIBITION AND CONFERENCE, 10-13 Novembro, Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos. DOI: [dx.doi.org/10.2118/171849-MS](https://doi.org/10.2118/171849-MS)

BIRD, R. B.; STEWART, W. E.; LIGHTFOOT, E. N. **Transport Phenomena**. John Wiley & Sons, Inc., 1960.

BOARDMAN, R. S.; MOORE, L. J.; JULIAN, M. H.; BILBREY, D. G.; MOORE, J. S. 1982. Design and Implementation of Four Enhanced Recovery Projects in Bay Fields of South

Louisiana. In: SPE ENHANCED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 4-7 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/10697-MS](https://doi.org/10.2118/10697-MS)

BONDOR, P. L.; HITE, J. R.; AVASTHI, S. M. 2005. Planning EOR Projects in Offshore Oil Fields. In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, 20-23 Junho, Rio de Janeiro, Brasil. DOI: [dx.doi.org/10.2118/94637-MS](https://doi.org/10.2118/94637-MS)

BOURDAROT, G.; GHEDAN, S. G. 2011. Modified EOR Screening Criteria as Applied to a Group of Offshore Carbonate Oil Reservoirs. In: SPE RESERVOIR CHARACTERISATION AND SIMULATION CONFERENCE AND EXHIBITION, 9-11 Outubro, Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos. DOI: [dx.doi.org/10.2118/148323-MS](https://doi.org/10.2118/148323-MS)

BP 2016. **BP Statistical Review of World Energy**. 65ª Edição, Junho-2016. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>

BROWN, R. J. S.; FAT, I. 1956. Measurements of Fractional Wettability of Oil Fields' Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method. In: FALL MEETING OF THE PETROLEUM BRANCH OF AIME, 14-17 Outubro, Los Angeles, Califórnia, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/743-G](https://doi.org/10.2118/743-G)

BUCIAK, J.; FONDEVILA SANCET, G.; DEL POZO, L. 2013. Polymer Flooding Pilot Learning Curve: 5+ Years Experience to Reduce Cost per Incremental Oil Barrel. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 30 Setembro-2 Outubro, Nova Orleans, Louisiana, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/166255-MS](https://doi.org/10.2118/166255-MS)

BUCKLEY, S. E.; LEVERETT, M. C. 1942. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. **Transactions of the AIME**, v. 146, n. 1, p. 107-116. DOI: [dx.doi.org/10.2118/942107-G](https://doi.org/10.2118/942107-G)

CAMPBELL, T. A.; BACHMAN, R. C. 1987. Polymer-Augmented Waterflood in the Rapdan Upper Shaunavon Unit. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 26, n. 4, p. 67-73. DOI: [dx.doi.org/10.2118/87-04-06](https://doi.org/10.2118/87-04-06)

CAMPOS NETO, O. P. A.; LIMA, W.S.; CRUZ, F. E. D. 2007. Bacias de Sergipe e Alagoas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 15, n. 2, p. 405-415.

CANELLA, W. J.; HUH, C.; SERIGHT, R. S. 1988. Prediction of Xanthan Rheology in Porous Media. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2-5 Outubro, Houston, Texas, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/18089-MS](https://doi.org/10.2118/18089-MS)

CARCOANA, A. N. 1982. Enhanced Oil Recovery in Rumania. In: SPE ENHANCED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 4-7 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/10699-MS](https://doi.org/10.2118/10699-MS)

CARCOANA, A. N. **Applied Enhanced Oil Recovery**. Prentice-Hall, Inc., 1992.

CARREAU, P. J. 1972. Rheological Equations from Molecular Network Theories. **Journal of Rheology**, v. 16, n. 1, p. 99-127. DOI: [dx.doi.org/10.1122/1.549276](https://doi.org/10.1122/1.549276)

CHANG, H. L. 1978. Polymer Flooding Technology: Yesterday, Today, and Tomorrow. **Journal of Petroleum Technology**, v. 30, n. 8, p. 1113-1128. DOI: [dx.doi.org/10.2118/7043-PA](https://doi.org/10.2118/7043-PA)

CHAUVETEAU, G.; KOHLER, N. 1984. Influence of Microgels in Polysaccharide Solutions on Their Flow Behavior through Porous Media. **SPE Journal**. DOI: [dx.doi.org/10.2118/9295-PA](https://doi.org/10.2118/9295-PA)

CHEN, Q.; WANG, Y.; LU, Z.; FENG, Y. 2013. Thermoviscosifying Polymer Used for Enhanced Oil Recovery: Rheological Behaviors and Core Flooding Test. **Polymer Bulletin**, v. 70, n. 2, p. 391-401. DOI: [dx.doi.org/10.1007/s00289-012-0798-7](https://doi.org/10.1007/s00289-012-0798-7)

CHILINGAR, G. V.; YEN, T. F. 1983. Some Notes on Wettability and Relative Permeabilities of Carbonate Reservoirs Rocks, II. **Energy Sources**, v. 7, n. 1, p. 67-75. DOI: [dx.doi.org/10.1080/00908318308908076](https://doi.org/10.1080/00908318308908076)

CHOI, S. K.; SHARMA, M. M.; BRYANT, S.; HUH, C. 2009. pH Sensitive Polymers for Novel Conformance Control and Polymerflood Applications. In: SPE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON OILFIELD CHEMISTRY, 20-22 Abril, The Woodlands, Texas, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/121686-MS](https://doi.org/10.2118/121686-MS)

CHOQUETTE, P. W.; PRAY, L. C. 1970. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. **AAPG Bulletin**, v. 54, n. 2, p. 207-250.

COX, W. P.; MERZ, E. H. 1958. Correlation of Dynamic and Steady Flow Viscosities. **Journal of Polymer Science Part A: Polymer Chemistry**, v. 28, n. 118, p. 619-622. DOI: [dx.doi.org/10.1002/pol.1958.1202811812](https://doi.org/10.1002/pol.1958.1202811812)

CRAIG, F. F. Jr.. **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**. H. L. Doherty Memorial Fund of AIME, 1971.

DALMAZZONE, C.; MOURET, A.; BEHOT, J.; NORRANT, F.; GAUTIER, S.; ARGILLIER, J. F.; CHABERT, M. 2016. A New Screening Test for Chemical Improved Oil Recovery in Carbonate Formations. In: SPE IMPROVED OIL RECOVERY CONFERENCE, 11-13 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/179561-MS](https://doi.org/10.2118/179561-MS)

DAVISON, P.; MENTZER, E. 1982. Polymer Flooding in North Sea Reservoirs. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 22, n. 03, p. 353-362. DOI: [dx.doi.org/10.2118/9300-PA](https://doi.org/10.2118/9300-PA)

DELAMAIDE, E.; ZAITOUN, A.; RNARD, G.; TABARY, R. 2013. Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding in a Heavy Oil Reservoir. In: SPE ENHANCED OIL RECOVERY CONFERENCE, 2-4 Julho, Kuala Lumpur, Malásia. DOI: [dx.doi.org/10.2118/165234-MS](https://doi.org/10.2118/165234-MS)

DELAMAIDE, E.; BAZIN, B.; ROSSEAU, D.; DEGRE, G. 2014. Chemical EOR for Heavy Oil: The Canadian Experience. In: SPE EOR CONFERENCE AT OIL AND GAS WEST ASIA, 31 Março-2 Abril, Muscat, Omã. DOI: [dx.doi.org/10.2118/169715-MS](https://doi.org/10.2118/169715-MS)

DELAMAIDE, E.; MOREAU, P.; TABARY, R. 2015. A New Approach for Offshore Chemical Enhanced Oil Recovery. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 4-7 Maio, Houston, Texas, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.4043/25919-MS](https://doi.org/10.4043/25919-MS)

DOVAN, H. T.; HUTCHINS, R. D.; TERZIAN, G. A. 1990. Dos Cuadras Offshore Polymer Flood. In: SPE CALIFORNIA REGIONAL MEETING, 4-6 Abril, Ventura, Califórnia, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/20060-MS](https://doi.org/10.2118/20060-MS)

DUNHAM, R. J. 1962. Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture. **AAPG Memoir**, p. 108-121.

EWOLDT, R. H.; JOHNSTON, M. T.; CARRETA, L. M. 2015. Experimental Challenges of Shear Rheology: How to Avoid Bad Data. **Complex Fluids in Biological Systems – Experiment, Theory and Computation**. Biological and Medical Physics, Biomedical Engineering. Springer. DOI: [dx.doi.org/10.1007/978-1-4939-2065-5_6](https://doi.org/10.1007/978-1-4939-2065-5_6)

FOLK, R. L. 1959. Practical Petrographic Classification of Limestones. **AAPG Bulletin**, v. 43, n. 1, p. 1-38.

GAO, C. H. 2011. Advances of Polymer Flood in Heavy Oil Recovery. In: SPE HEAVY OIL CONFERENCE AND EXHIBITION, 12-14 Dezembro, Kuwait City, Kuwait. DOI: [dx.doi.org/10.2118/150384-MS](https://doi.org/10.2118/150384-MS)

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced Oil Recovery**. Society of Petroleum Engineers, v. 6, 1998.

HAN, M.; XIANG, W.; ZHANG, J.; JIANG, W.; SUN, F. 2006. Application of EOR Technology by Means of Polymer Flooding in Bohai Oilfields. In: INTERNATIONAL OIL & GAS CONFERENCE AND EXHIBITION IN CHINA, 5-7 Dezembro, Pequim, China. DOI: [dx.doi.org/10.2118/104432-MS](https://doi.org/10.2118/104432-MS)

HAN, M.; FUSENI, A.; ZAHRANI, B.; WANG, J. 2014. Laboratory Study on Polymers for Chemical Flooding in Carbonate Reservoirs. In: SPE EOR CONFERENCE AT OIL AND GAS WEST ASIA, 31 Março-2 Abril, Muscat, Omã. DOI: [dx.doi.org/10.2118/169724-MS](https://doi.org/10.2118/169724-MS)

HAYNES, A. K.; CLOUGH, M. D.; FLETCHER, A. J. P.; WESTON, S. 2013. The Successful Implementation of a Novel Polymer EOR Pilot in the Low Permeability Windalia Field. In: SPE ENHANCED OIL RECOVERY CONFERENCE, 2-4 Julho, Kuala Lumpur, Malásia. DOI: [dx.doi.org/10.2118/165253-MS](https://doi.org/10.2118/165253-MS)

HE, J.; SONG, Z.; QIU, L.; XIE, F.; TAN, Z.; YUE, Q.; LI, X. 1998. High Temperature Polymer Flooding in Thick Reservoir in ShuangHe Oilfield. In: SPE INTERNATIONAL OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION IN CHINA, 2-6 Novembro, Pequim, China. DOI: [dx.doi.org/10.2118/50933-MS](https://doi.org/10.2118/50933-MS)

HENSON, R.; TODD, A.; CORBETT, P. 2002. Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery Projects. In: SPE/DOE IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 13-17 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/75148-MS](https://doi.org/10.2118/75148-MS)

HINCAPIE, R.; ALVAREZ, C. E.; VARGAS, A. J. 2011. Technical Feasibility of Polymer Injection in Heavy Oil Reservoir BAINF60 and BAMED78: Intercampo Norte - Through Predictive Models. In: SPE HEAVY OIL CONFERENCE AND EXHIBITION, 12-14 Dezembro, Kuwait City, Kuwait. DOI: [dx.doi.org/10.2118/149621-MS](https://doi.org/10.2118/149621-MS)

HOCHANADEL, S. M.; LUNCEFORD, M. L.; FARMER, C. W. 1990. A Comparison of 31 Minnelusa Polymer Floods With 24 Minnelusa Waterfloods. In: SPE/DOE ENHANCED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 22-25 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/20234-MS](https://doi.org/10.2118/20234-MS)

HOLLEBEN, C. R. C. **Determinação de Porosidade e Saturações de Fluidos Através de Tomografia Computadorizada de Raios-X**. 1993. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Brasil.

HOVENDICK, M. D. 1989. Development and Results of the Hale/Mable Leases Cooperative Polymer EOR Injection Project, Vacuum (Grayburg-San Andres) Field, Lea County, New Mexico. **SPE Reservoir Engineering**, v. 4, n. 3, p. 363-372. DOI: [dx.doi.org/10.2118/16722-PA](https://doi.org/10.2118/16722-PA)

HRYC, A.; HOCHENFELLNER, F.; PAPONI, H.; PULITI, R.; GERLERO, T. 2013. Design and Execution of a Polymer Injection Pilot in Argentina. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 30 Setembro-2 Outubro, New Orleans, Louisiana, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/166078-MS](https://doi.org/10.2118/166078-MS)

HUH, C.; POPE, G. A. 2008. Residual Oil Saturation from Polymer Floods: Laboratory Measurements and Theoretical Interpretation. In: SPE SYMPOSIUM ON IMPROVED OIL RECOVERY, 20-23 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/113417-MS](https://doi.org/10.2118/113417-MS)

IRVINE, R. R.; DAVIDSON, J. C.; EDWARDS, S.; KINGSBURY, J.; PARK, H.; TARDIFF, C. A. 2012. Case Study of Polymer Flood Pilot in a Low Permeability Mannville Sand of the Western Canadian Sedimentary Basin using Produced Water for Blending. In: SPE IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 14-18 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/154050-MS](https://doi.org/10.2118/154050-MS)

JOHNSON, E. F.; BOSSLER, D. P.; NAUMANN, V. O. 1959. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. **Petroleum Transactions, AIME**, v. 216, p. 370-372.

KALENDER, W. A. **Computed Tomography: Fundamental, System Technology, Image Quality, Applications**. Publicis Corporate Publishing, Alemanha. 2ª Ed., 2005.

KAMAL, M. S.; SULTAN, A. 2017. Thermosensitive Water Soluble Polymers: a Solution to High Temperature and High Salinity Reservoirs. In: SPE KINGDOM OF SAUDI ARABIA ANNUAL TECHNICAL SYMPOSIUM AND EXHIBITION, 24-27 Abril, Dammam, Arábia Saudita. DOI: [dx.doi.org/10.2118/188006-MS](https://doi.org/10.2118/188006-MS)

KANG, P.; LIM, J.; HUH, C. 2014. Integrated Screening Criteria for Offshore Application of Enhanced Oil Recovery. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 27-29 Outubro, Amsterdam, Holanda. DOI: [dx.doi.org/10.2118/170795-MS](https://doi.org/10.2118/170795-MS)

KLEIN, J.; CONRAD, K.-D. 1980. Characterization of Poly(acrylamide) in Solution. **Macromolecular Chemistry and Physics**, v. 181, n. 1, p. 227-240. DOI: [dx.doi.org/10.1002/macp.1980.021810120](https://doi.org/10.1002/macp.1980.021810120)

KONING, E. J. L.; MENTZER, E.; HEEMSKERK, J. 1988. Evaluation of a Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2-5 Outubro, Houston, Texas, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/18092-MS](https://doi.org/10.2118/18092-MS)

KOOTTUNGAL, L. 2008 Worldwide EOR Survey. **Oil & Gas Journal**, v. 106, n. 15, p. 47-59, Abril, 2008.

KOOTTUNGAL, L. 2010 Worldwide EOR Survey. **Oil & Gas Journal**, v. 108, n. 14, p. 41-53, Abril, 2010.

KOOTTUNGAL, L. 2012 Worldwide EOR Survey. **Oil & Gas Journal**, v. 110, n. 4, p. 57-69, Abril, 2012.

KOOTTUNGAL, L. 2014 Worldwide EOR Survey. **Oil & Gas Journal**, v. 112, n. 4, p. 78-91, Abril, 2014.

LAKE, L. W. **Enhanced Oil Recovery**. Prentice Hall, Inc., 1989.

LAOROONGROJ, A.; LÜFTENEGGER, M.; KADNAR, R.; PULS, C.; CLEMENS, T. 2015. Using Tracer Data to Determine Polymer Flooding Effects in a Heterogeneous Reservoir, 8th Reservoir, Matzen Field, Austria. In: EUROPEC, 1-4 Junho, Madri, Espanha. DOI: [dx.doi.org/10.2118/174349-MS](https://doi.org/10.2118/174349-MS)

LEON, C.E. **Caracterização da Molhabilidade de Coquinas da Formação Coqueiro Seco**. 2013. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Brasil.

LEONARD, J. 1986. Increased Rate of EOR Brightens Outlook. **Oil & Gas Journal**, v. 84, n. 15, p. 71-101.

LEVITT, D.; POPE, G. A. 2008. Selection and Screening of Polymers for Enhanced-Oil Recovery. In: SPE SYMPOSIUM ON IMPROVED OIL RECOVERY, 20-23 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/113845-MS](https://doi.org/10.2118/113845-MS)

LI, J. J.; JIANG, H. Q.; XIAO, K.; ZHANG, Z. T.; WANG, Y. C. 2017. The Relationship between the Sweep Efficiency and Displacement Efficiency on Function Polymer in Heterogeneous Reservoir after Polymer Flood. **Particulate Science and Technology**, v. 35, n. 03, p. 355-360. DOI: [dx.doi.org/10.1080/02726351.2016.1160461](https://doi.org/10.1080/02726351.2016.1160461)

LIU, J.; ADEGBESAN, K. O.; BAI, J. 2012. Suffield Area, Alberta, Canada - Caen Polymer Flood Pilot Project. In: SPE HEAVY OIL CONFERENCE CANADA, 12-14 Junho, Calgary, Alberta, Canada. DOI: [dx.doi.org/10.2118/157796-MS](https://doi.org/10.2118/157796-MS)

LOPES, L. F.; SILVEIRA, B. M. O.; MORENO, R. B. Z. L. 2014. Rheological Evaluation of HPAM Fluids for EOR Applications. **International Journal of Engineering & Technology IJET-IJENS**, v. 14, n. 03, p. 35-41.

LUCIA, F. J. 1983. Petrophysical Parameters Estimated from Visual Description of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space. **Journal of Petroleum Technology**, v. 35, n. 3, p. 629-637. DOI: [dx.doi.org/10.2118/10073-PA](https://doi.org/10.2118/10073-PA)

MACHADO, J. C. V. **Reologia e Escoamento de Fluidos – Ênfase na Indústria de Petróleo**. Editora Interciência, 1ª Ed., 2002.

MAITIN, B.; DABOUL, B.; SOHN, W. O. 1988. Numerical Simulation for Planning and Evaluation of Polymer Flood Process: A Field Performance Analysis. In: INTERNATIONAL MEETING ON PETROLEUM ENGINEERING, 1-4 Novembro, Tianjin, China. DOI: [dx.doi.org/10.2118/17631-MS](https://doi.org/10.2118/17631-MS)

MAITIN, B. K. 1992. Performance Analysis of Several Polyacrylamide Floods in North German Oil Fields. In: SPE/DOE ENHANCED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 22-24 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/24118-MS](https://doi.org/10.2118/24118-MS)

MANNING, R. K.; POPE, G. A.; LAKE, L. W. 1983. **A Technical Survey of Polymer Flooding Projects**. United States Department of Energy, DOE/ET/10327-19.

MANRIQUE, E. J.; MUCI, V. E.; GURFINKEL, M. E. 2007. EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 10, n. 06, p. 667-686. DOI: [dx.doi.org/10.2118/100063-PA](https://doi.org/10.2118/100063-PA)

MARTIN, F. D.; SHERWOOD, N. S. 1975. The Effect of Hydrolysis of Polyacrylamide on Solution Viscosity, Polymer Retention and Flow Resistance Properties. In: SPE ROCKY MOUNTAIN REGIONAL MEETING, 7-9 Abril, Denver, Colorado, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/5339-MS](https://doi.org/10.2118/5339-MS)

McPHEE, C.; REED, J.; ZUBIZARRETA, I. **Core Analysis: A Best Practice Guide**. Developments in Petroleum Science, v. 64, Elsevier, 2015.

MENDES, P. R. S. 2013. Diretrizes para o Programa de Comparação Inter Laboratorial de Caracterização Reológica de um Fluido de Perfuração. In: 5º ENAHPE, 5-8 Agosto, Teresópolis, Rio de Janeiro, Brasil.

MELO, M. A.; da SILVA, I. P. G.; de GODOY, G. M. R.; SANMARTIN, A. N. 2002. Polymer Injection Projects in Brazil: Dimensioning, Field Application and Evaluation. In: SPE/DOE IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 13-17 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/75194-MS](https://doi.org/10.2118/75194-MS)

MELO, M. A.; de HOLLEBEN, C. R. C.; da SILVA, I. P. G.; de BARROS CORREIA, A.; da SILVA, G. A.; ROSA, A. J.; de LIMA, J. C. 2005. Evaluation of Polymer-Injection Projects in Brazil. In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, 20-23 Junho, Rio de Janeiro, Brasil. DOI: [dx.doi.org/10.2118/94898-MS](https://doi.org/10.2118/94898-MS)

MOE SOE LET, K. P.; MANICHAND, R. N.; SERIGHT, R. S. 2012. Polymer Flooding a ~500-cp Oil. In: SPE IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 14-18 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/154567-MS](https://doi.org/10.2118/154567-MS)

MONTARON, B. 2008. Carbonate Evaluation. **Oil & Gas Middle East**, Agosto, p. 26-32.

MOORE, J. K. 1969. Reservoir Barrier and Polymer Waterflood, Northeast Hallsville Crane Unit. **Journal of Petroleum Technology**, v. 21, n. 9, p. 1130-1136. DOI: [dx.doi.org/10.2118/2423-PA](https://doi.org/10.2118/2423-PA)

MORADI-ARAGHI, A.; DOE, P. H. 1987. Hydrolysis and Precipitation of Polyacrylamides in Hard Brines at Elevated Temperatures. **SPE Reservoir Engineering**, v. 2, n. 2, p. 189-198. DOI: [dx.doi.org/10.2118/13033-PA](https://doi.org/10.2118/13033-PA)

MOREL, D. C.; JOUENNE, S.; VERT, M.; NAHAS, E. 2008. Polymer Injection in Deep Offshore Field: The Dalia Angola Case. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 21-24 Setembro, Denver, Colorado, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/116672-MS](https://doi.org/10.2118/116672-MS)

MOREL, D. C.; ZAUGG, E.; JOUENNE, S.; DANQUIGNY, J. A.; CORDELIER, P. R. 2015. Dalia/Camelina Polymer Injection in Deep Offshore Field Angola Learnings and InSitu Polymer Sampling Results. In: SPE ASIA PACIFIC ENHANCED OIL RECOVERY CONFERENCE, 11-13 Agosto, Kuala Lumpur, Malásia. DOI: [dx.doi.org/10.2118/174699-MS](https://doi.org/10.2118/174699-MS)

MORITIS, G. 2008. Special Report: More US EOR Projects Start but EOR Production Continues Decline. **Oil & Gas Journal**, v. 106, n. 15, p. 41-46.

MULLER, G. 1981. Thermal Stability of High-Molecular-Weight Polyacrylamide Aqueous Solutions. **Polymer Bulletin**, v. 5, p. 31-37. DOI: [dx.doi.org/10.1007/BF00255084](https://doi.org/10.1007/BF00255084)

NEEDHAM, R. B.; DOE, P. H. 1987. Polymer Flooding Review. **Journal of Petroleum Technology**, v. 39, n. 12, p. 1503-1507. DOI: [dx.doi.org/10.2118/17140-PA](https://doi.org/10.2118/17140-PA)

NOGUEIRA, M.; LEMOS, V.; TERRA, G. 2003. As Coquinas do Membro Morro do Chaves, Cretáceo Inferior da Bacia Alagoas, e seu Potencial para Reservatórios de Petróleo. In: 2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 15-18 Junho, Rio de Janeiro, Brasil.

OSTERLOH, W. T.; LAW, E. J. 1998. Polymer Transport and Rheological Properties for Polymer Flooding in the North Sea. In: SPE/DOE IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 19-22 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/39694-MS](https://doi.org/10.2118/39694-MS)

PAPANAGOPOULOS. D.; PIERRI, E.; DONDOS, A. 1998. Influence of the Shear Rate, of the Molecular Architecture and of the Molecular Mass on the Critical Overlapping Concentration c^* . **Polymer**, v. 39, n. 11, p. 2195-2199. Elsevier.

PETERS, E. J. **Advanced Petrophysics: Geology, Porosity, Absolute Permeability, Heterogeneity, and Geostatistics**. v. 1, 2012a.

PETERS, E. J. **Dispersion, Interfacial Phenomena/Wettability, Capillarity/Capillary Pressure, Relative Permeability**. v. 2, 2012b.

PITTMAN, E. D.; THOMAS, J. B. 1979. Some Applications of Scanning Electron Microscopy to the Study of Reservoir Rock. **Journal of Petroleum Technology**, v. 31, n. 11, p. 1375-1380. DOI: [dx.doi.org/10.2118/7550-PA](https://doi.org/10.2118/7550-PA)

PITTS, M. J.; CAMPBELL, T. A.; SURKALO, H.; WYATT, K. 1995. Polymer Flood of the Rapdan Pool, Saskatchewan, Canada. **SPE Reservoir Engineering**, v. 10, n. 3, p. 183-186. DOI: [dx.doi.org/10.2118/27820-PA](https://doi.org/10.2118/27820-PA)

PRASAD, D.; PANDEY, A.; SURESH KUMAR, M.; KODURU, N. 2014. Pilot to Full-field Polymer Application in One of the Largest Onshore Field in India. In: SPE IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 12-16 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/169146-MS](https://doi.org/10.2118/169146-MS)

PRATAP, M.; ROY, R. P.; GUPTA, R. K.; SINGH, D. 1997. Field Implementation of Polymer EOR Technique - A Successful Experiment in India. In: SPE ANNUAL TECHNICAL

CONFERENCE AND EXHIBITION, 5-8 Outubro, San Antonio, Texas, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/38872-MS](https://doi.org/10.2118/38872-MS)

PUTZ, A. G.; LECOURTIER, J. M.; BRUCKERT, L. 1988. Interpretation of High Recovery Obtained in a New Polymer Flood in the Chateaugay Field. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2-5 Outubro, Houston, Texas, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/18093-MS](https://doi.org/10.2118/18093-MS)

PUTZ, A. G.; BAZIN, B.; PEDRON, B. M. 1994. Commercial Polymer Injection in the Courtenay Field, 1994 Update. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 25-28 Setembro, New Orleans, Louisiana, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/28601-MS](https://doi.org/10.2118/28601-MS)

PYE, D. J. 1964. Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility. **Journal of Petroleum Technology**, v. 16, n. 8, p. 911-916. DOI: [dx.doi.org/10.2118/845-PA](https://doi.org/10.2118/845-PA)

RANEY, K. H.; AYIRALA, S. C.; CHIN, R. W.; VERBEEK, P. 2011. Surface and Subsurface Requirements for Successful Implementation of Offshore Chemical Enhanced Oil Recovery. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2-5 Maio, Houston, Texas, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.4043/21188-MS](https://doi.org/10.4043/21188-MS)

RASHIDI, M.; BLOKHUS, A. M.; SKAUGE, A. 2010a. Viscosity Study of Salt Tolerant Polymers. **Journal of Applied Polymer Science**, v. 117, p. 1551-1557. DOI: [dx.doi.org/10.1002/app.32011](https://doi.org/10.1002/app.32011)

RASHIDI, M.; BLOKHUS, A. M.; SKAUGE, A. 2010b. Viscosity and Retention of Sulfonated Polyacrylamide Polymers at High Temperature. **Journal of Applied Polymer Science**, v. 119, p. 3623-3629. DOI: [dx.doi.org/10.1002/app.33056](https://doi.org/10.1002/app.33056)

REPSOL 2015. https://www.repsol.com/pt_pt/corporacion/conocer-repsol/contexto-energetico/matriz-energetica-mundial/. Acessado em 28/09/2016.

RHEOTEC MESSTECHNIK GMBH. 2007. **Introduction to Rheology**, v.2.1 E.doc, Ottendorf, Alemanha. Disponível em: <http://www.dongjins.com/service/file/Introduction%20to%20rheology.pdf>

RIVENQ, R. C.; DONCHE, A.; NOLK, C. 1992. Improved Scleroglucan for Polymer Flooding Under Harsh Reservoir Conditions. **SPE Reservoir Engineering**, v. 7, n. 1, p. 15-20. DOI: [dx.doi.org/10.2118/19635-PA](https://doi.org/10.2118/19635-PA)

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, 2006.

RYLES, R. G. 1988. Chemical Stability Limits of Water-Soluble Polymers Used in Oil Recovery Processes. **SPE Journal**. DOI: [dx.doi.org/10.2118/13585-PA](https://doi.org/10.2118/13585-PA)

SABOORIAN-JOOYBARI, H.; DEJAM, M.; CHEN, Z. 2015. Half-Century of Heavy Oil Polymer Flooding from Laboratory Core Floods to Pilot Tests and Field Applications. In: SPE CANADA HEAVY OIL TECHNICAL CONFERENCE, 9-11 Junho, Calgary, Alberta, Canadá. DOI: [dx.doi.org/10.2118/174402-MS](https://doi.org/10.2118/174402-MS)

SANDIFORD, B. B. 1964. Laboratory and Field Studies of Water Floods Using Polymer Solutions to Increase Oil Recoveries. **Journal of Petroleum Technology**, v. 16, n. 8, p. 917-922. DOI: [dx.doi.org/10.2118/844-PA](https://doi.org/10.2118/844-PA)

SANDREA, R.; DHAROD, D. 2016. Approach Screens Reservoir Candidates for EOR. **Oil & Gas Journal**, v. 114, n. 4, p. 48-52.

SALATHIEL, R. A. 1973. Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-Wettability Rocks. **Journal of Petroleum Technology**, v. 25, n. 10, p. 1216-1224. DOI: [dx.doi.org/10.2118/4104-PA](https://doi.org/10.2118/4104-PA)

SALEH, L. D.; WEI, M.; BAI, B. 2014. Data Analysis and Updated Screening Criteria for Polymer Flooding Based on Oilfield Data. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 17, n. 1, p. 15-25. DOI: [dx.doi.org/10.2118/168220-PA](https://doi.org/10.2118/168220-PA)

SANTOS, R. L. A.; BEDRIKOVETSKY, P.; HOLLEBEN, C. R. 1997. Optimal Design and Planning for Laboratory Corefloods. In: LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, 30 Agosto-3 Setembro, Rio de Janeiro, Brasil. DOI: [dx.doi.org/10.2118/39038-MS](https://doi.org/10.2118/39038-MS)

SELLE, O. M.; FISCHER, H.; STANDNES, D. C.; AUFLEM, I. H.; LAMBERTSEN, A. M.; SVELA, P. E.; MELIEN, I. 2013. Offshore Polymer/LPS Injectivity Test with Focus on Operational Feasibility and Near Wellbore Response in a Heidrun Injector. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 30 Setembro-2 Outubro, New Orleans, Louisiana, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/166343-MS](https://doi.org/10.2118/166343-MS)

SERIGHT, R. S. 2016. How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood? In: SPE IMPROVED OIL RECOVERY CONFERENCE, 11-13 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/179543-MS](https://doi.org/10.2118/179543-MS)

SHECAIRA, F. S.; BRANCO, C. C. M.; de SOUZA, A. L. S.; PINTO, A. C. C.; de HOLLEBEN, C. R. C.; JOHANN, P. R. S. 2002. IOR: The Brazilian Perspective. In: SPE/DOE IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 13-17 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: dx.doi.org/10.2118/75170-MS

SHENG, J. J. **Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice**. Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2011.

SHENG, J. J. 2012. **Synergistic Mechanisms of ASP Flooding**. <http://www.upstreampumping.com/article/production/synergistic-mechanisms-asp-flooding> Acessado em 28/12/2017.

SHENG, J. J. **Enhanced Oil Recovery: Field Case Studies**. Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2013.

SHENG, J. J.; LEONHARDT, B.; AZRI, N. 2015. Status of Polymer-Flooding Technology. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 54, n. 2, p. 116-126. DOI: dx.doi.org/10.2118/174541-PA

SILVA, I. P. G.; de MELO, M. A.; LUVIZOTTO, J. M.; LUCAS, E. F. 2007. Polymer Flooding: A Sustainable Enhanced Oil Recovery in the Current Scenario. In: LATIN AMERICAN & CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, 15-18 Abril, Buenos Aires, Argentina. DOI: dx.doi.org/10.2118/107727-MS

SORBIE, K. S. **Polymer-Improved Oil Recovery**. Blackie, CRC Press, Inc., 1991.

STANDNES, D. C.; SKJEVRÅK, I. 2014. Literature Review of Implemented Polymer Field Projects. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 122, p. 761-775. DOI: dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.024

TABER, J. J.; MARTIN, F. D. 1983. Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 5-8 Outubro, San Francisco, California, EUA. DOI: dx.doi.org/10.2118/12069-MS

TABER, J. J.; MARTIN, F. D.; SERIGHT, R. S. 1997. EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. **SPE Reservoir Engineering**, v. 12, n. 3, p. 387-415. DOI: dx.doi.org/10.2118/35385-PA

TAVARES, A. C.; BORGUI, L.; CORBETT, P.; NOBRE-LOPES, J.; CÂMARA, R. 2015. Facies and Depositional Environments for the Coquinas of the Morro do Chaves Formation,

Sergipe-Alagoas Basin, Defined by Taphonomic and Compositional Criteria. **Brazilian Journal of Geology**, v. 45, n. 3, p. 415-429. DOI: [dx.doi.org/10.1590/2317-488920150030211](https://doi.org/10.1590/2317-488920150030211)

THERMO FISHER SCIENTIFIC. 2008a. HAAKE MARS III. Instruction Manual, versão 1.1.

THERMO FISHER SCIENTIFIC. 2008b. Software HAAKE RheoWin. Instruction Manual, versão 1.3.

TIAB, D.; DONALDSON, E.C. **Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**. Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2012.

TREIBER, L. E.; ARCHER, D. L.; OWENS, W. W. 1972. A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 12, n. 6, p. 531-540. DOI: [dx.doi.org/10.2118/3526-PA](https://doi.org/10.2118/3526-PA)

TYLER, N.; FINLEY, R. J. 1991. Architectural Controls on the Recovery of Hydrocarbons from Sandstone Reservoirs. **SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology**, v. 3, p. 1-5. DOI: [dx.doi.org/10.2110/csp.91.03.0001](https://doi.org/10.2110/csp.91.03.0001)

URBISSINOVA, T.; TRIVEDI, J. J.; KURU, E. 2010. Effect of Elasticity during Viscoelastic Polymer Flooding - A Possible Mechanism of Increasing the Sweep Efficiency. In: SPE WESTERN REGIONAL MEETING, 27-29 Maio, Anaheim, Califórnia, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/133471-MS](https://doi.org/10.2118/133471-MS)

VEERABHADRAPPA, S. K.; URBISINOVA, T.; TRIVEDI, J. J.; KURU, E. 2011. N. In: SPE WESTERN NORTH AMERICAN REGION MEETING, 7-11 Maio, Anchorage, Alaska, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/144570-MS](https://doi.org/10.2118/144570-MS)

VERMOLEN, E. C. M.; van HAASTERECHE, M. J. T.; MASALMEH, S. K. 2014. A Systematic Study of the Polymer Visco-Elastic Effect on Residual Oil Saturation by Core Flooding. In: SPE EOR CONFERENCE AT OIL AND GAS WEST ASIA, 31 Março-2 Abril, Muscat, Omã. DOI: [dx.doi.org/10.2118/169681-MS](https://doi.org/10.2118/169681-MS)

VINEGAR, H. J.; WELLINGTON, S. L. 1987. Tomographic Imaging of Three-phase Flow Experiments. **Science Instruments**, v. 58, n. 1, p. 96-107. DOI: [dx.doi.org/10.1063/1.1139522](https://doi.org/10.1063/1.1139522)

WANG, D.; CHENG, J.; YANG, Q.; WENCHAO, G.; QUN, L.; CHEN, F. 2000. Viscous-Elastic Polymer Can Increase Microscale Displacement Efficiency in Cores. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1-4 Outubro, Dallas, Texas, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/63227-MS](https://doi.org/10.2118/63227-MS)

WANG, D.; XIA, H.; LIU, Z.; YANG, Q. 2001. Study of the Mechanism of Polymer Solution With Visco-Elastic Behavior Increasing Microscopic Oil Displacement Efficiency and the Forming of Steady "Oil Thread" Flow Channels. In: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION, 17-19 Abril, Jakarta, Indonésia. DOI: dx.doi.org/10.2118/68723-MS

WANG, D.; ZHAO, L.; CHENG, J.; WU, J. 2003. Actual Field Data Show that Production Costs of Polymer Flooding can be lower than Water Flooding. In: SPE INTERNATIONAL IMPROVED OIL RECOVERY CONFERENCE IN ASIA PACIFIC, 20-21 Outubro, Kuala Lumpur, Malásia. DOI: dx.doi.org/10.2118/84849-MS

WANG, D.; HAN, P.; SHAO, Z.; SERIGHT, R. S. 2006. Sweep Improvement Options for the Daqing Oil Field. In: SPE/DOE SYMPOSIUM ON IMPROVED OIL RECOVERY, 22-26 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: dx.doi.org/10.2118/99441-MS

WANG, D.; WANG, G.; WU, W.; XIA, H.; YIN, H. 2007. The Influence of Viscoelasticity on Displacement Efficiency-From Micro to Macro Scale. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 11-14 Novembro, Anaheim, Califórnia, EUA. DOI: dx.doi.org/10.2118/109016-MS

WASSMUTH, F. R.; GREEN, K.; ARNOLD, W.; CAMERON, N. 2009. Polymer Flood Application to Improve Heavy Oil Recovery at East Bodo. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 48, n. 2, p. 55-61. DOI: dx.doi.org/10.2118/09-02-55

WEISS, W. W. 1992. Performance Review of a Large-Scale Polymer Flood. In: SPE/DOE ENHANCED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 22-24 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: dx.doi.org/10.2118/24145-MS

WELGE, H. J. 1952. A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive. **Petroleum Transactions, AIME**, v. 195, p. 91-98. DOI: dx.doi.org/10.2118/124-G

WELLINGTON, S. L., VINEGAR, H. J. 1985. CT Studies of Surfactant-Induced CO₂ Mobility Control. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 22-26 Setembro, Las Vegas, Nevada, EUA. DOI: dx.doi.org/10.2118/14393-MS

WEO 2013. **World Energy Outlook 2013**. International Energy Agency, ©OECD/IEA. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2013.pdf>

WITHJACK, E. M. 1988. Computed Tomography for Rock-Property Determination and Fluid-Flow Visualization. **SPE Formation Evaluation**, v. 3, n. 4, p. 696-704. DOI: dx.doi.org/10.2118/16951-PA

XIE, X.; ZHAO, H.; KANG X.; ZHANG X.; XIE P. 2017. Prediction Method of Produced Polymer Concentration based on Interwell Connectivity. **Petroleum Exploration and Development**, v. 44, n. 2, p. 286-293. DOI: [dx.doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30032-0](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30032-0)

YANG, F.; WANG, D.; YANG, X.; SUI, X.; CHEN, Q.; ZHANG, L. 2004. High Concentration Polymer Flooding is Successful. In: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION, 18-20 Outubro, Perth, Austrália. DOI: [dx.doi.org/10.2118/88454-MS](https://doi.org/10.2118/88454-MS)

ZAITOUN, A.; TABARY, R.; FOSSEY, J. P.; BOYLE, T. 1998. Implementing a Heavy-Oil Horizontal-Well Polymer Flood in Western Canada. In: 7th UNITAR INTERNATIONAL CONFERENCE ON HEAVY CRUDE AND TAR SANDS, 27-30 Outubro, Pequim, China.

ZHANG, Y.; WEI, M.; BAI, B.; YANG, H.; KANG, W. 2016. Survey and Data Analysis of the Pilot and Field Polymer Flooding Projects in China. In: **SPE Improved Oil Recovery Conference**, 11-13 Abril, Tulsa, Oklahoma, EUA. DOI: [dx.doi.org/10.2118/179616-MS](https://doi.org/10.2118/179616-MS)

ZHOU, W.; ZHANG, J.; HAN, M.; XIANG, W.; FENG, G.; JIANG, W. 2007. Application of Hydrophobically Associating Water-soluble Polymer for Polymer Flooding in China Offshore Heavy Oilfield. In: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE, 4-6 Dezembro, Dubai, Emirados Árabes Unidos. DOI: [dx.doi.org/10.2523/IPTC-11635-MS](https://doi.org/10.2523/IPTC-11635-MS)

ZHOU, W.; ZHANG, J.; FENG, G.; JIANG, W.; SUN, F.; ZHOU, S.; LIU, Y. 2008. Key Technologies of Polymer Flooding in Offshore Oilfield of Bohai Bay. In: **SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition**, 20-22 Outubro, Perth, Austrália. DOI: [dx.doi.org/10.2118/115240-MS](https://doi.org/10.2118/115240-MS)

APÊNDICE A – CÁLCULO DA PERMEABILIDADE RELATIVA PELO MÉTODO JBN

A aplicação do conceito de permeabilidade relativa na análise da performance do reservatório e na previsão de recuperação foram introduzidos por Buckley e Leverett (1942). Eles desenvolveram duas equações, conhecidas como equação do fluxo fracionário e equação de deslocamento frontal, que permitiram o cálculo da recuperação de óleo resultante da injeção de um fluido imiscível.

Em 1952, Welge (1952) desenvolveu um método para calcular a permeabilidade relativa em função da saturação da fase molhante para deslocamentos transientes de óleo, utilizando tanto injeção de água como de gás. Neste método é assumido que a pressão capilar e a gravidade são negligenciáveis, e que as propriedades dos fluidos não mudam ao longo do experimento.

Em 1959, Johnson *et al.* (1959) estenderam os trabalhos de Buckley e Leverett (1942) e Welge (1952), permitindo o cálculo das curvas de permeabilidade relativa individualmente a partir de dados obtidos no decorrer de um experimento de injeção de água em meio poroso. Utilizando os dados de volume produzido de água e de óleo no efluente, e do diferencial de pressão na amostra, a permeabilidade relativa pode ser calculada através da teoria do deslocamento imiscível.

Este método, conhecido como método JBN, é o mais utilizado atualmente devido ao curto tempo de execução e a consistência com os resultados de outros métodos que requerem maior tempo de análise (Tiab e Donaldson 2012).

Considerando uma taxa constante de injeção, o volume acumulado de fluido injetado (W_i) e o volume de óleo produzido (N_{pD}), ambos normalizados em relação ao volume poroso da amostra, são dados conforme Eq. A.1 e Eq. A.2:

$$W_i = \frac{q * t}{\phi AL} \quad \text{Eq. A.1}$$

$$N_{pD} = \frac{NP}{\phi AL} \quad \text{Eq. A.2}$$

onde t e NP referem-se ao tempo e ao volume acumulado de óleo produzido.

Assumindo que os fluidos são imiscíveis e incompressíveis, são válidas as equações Eq. A.3 e Eq. A.4:

$$q = q_w + q_o \quad \text{Eq. A.3}$$

$$S_w + S_o = 1 \quad \text{Eq. A.4}$$

onde q e S referem-se à vazão e à saturação, e os subíndices w e o referem-se à água e ao óleo respectivamente.

Utilizando as técnicas de Welge (1952) e Johnson *et al.* (1959), e assumindo um deslocamento estável em meio poroso horizontal, o fluxo fracionário de óleo (f_o) e de água (f_w) na saída da amostra são definidos conforme Eq. A.5 e Eq. A.6.

$$f_o = \frac{q_o}{q} = \frac{q_o}{q_w + q_o} \quad \text{Eq. A.5}$$

$$f_w = \frac{q_w}{q} = \frac{q_w}{q_w + q_o} = 1 - f_o \quad \text{Eq. A.6}$$

Anteriormente à irrupção do fluido injetado, $q_o = q$, consequentemente, o fluxo fracionário de óleo antes da irrupção é 1. Sendo assim, a permeabilidade relativa só pode ser obtida entre as saturações irreduzível (S_{wi}) e máxima de água ($1 - S_{or}$).

Por meio de balanço de volume é possível determinar a saturação de água (S_w) na face de saída da amostra conforme Eq. A.7.

$$S_w = S_{wi} + N_{pD} \quad \text{Eq. A.7}$$

As permeabilidades relativas ao óleo e à água são então determinadas de acordo com as equações Eq. A.8 e Eq. A.9 respectivamente:

$$k_{ro} = f_o \frac{d\left(\frac{1}{W_i}\right)}{d\left(\frac{1}{W_i I_r}\right)} \quad \text{Eq. A.8}$$

$$k_{rw} = \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{f_w}{f_o} k_{ro} \quad \text{Eq. A.9}$$

onde I_r é denominada injetividade relativa, e é definida como a razão entre a injetividade ao longo do experimento e a injetividade inicial, conforme Eq. A.10.

$$I_r = \frac{\left(\frac{q}{\Delta P}\right)}{\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_{inicial}} = \left(\frac{\Delta P_{inicial}}{\Delta P}\right) \quad \text{Eq. A.10}$$

O processo de aquisição dos dados experimentais, entretanto, está sujeito à pequenas imprecisões que podem impactar diretamente no cálculo das derivadas. Para suavizar estas derivadas e ajustar as curvas experimentais, os dados de volume de óleo produzido e diferencial de pressão foram corrigidos de acordo com as equações Eq. A.11 e Eq. A.12:

$$N_p = N_{p\,inicial} + \frac{(t - t_{inicial})^{C_2} (N_{p\,final} - N_{p\,inicial})}{C_1(t - t_{inicial})^{C_2} + (1 - C_1)(t_{final} - t_{inicial})^{C_2}} \quad \text{Eq. A.11}$$

$$\Delta P = \Delta P_{inicial} + \frac{(t - t_{inicial})^{C_4} (\Delta P_{final} - \Delta P_{inicial})}{C_3(t - t_{inicial})^{C_4} + (1 - C_3)(t_{final} - t_{inicial})^{C_4}} \quad \text{Eq. A.12}$$

onde C_1 , C_2 , C_3 e C_4 são constantes obtidas através de ajuste utilizando mínimos quadrados.

APÊNDICE B – TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA E A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

A tomografia computadorizada vem ganhando espaço como uma ferramenta de análise útil no estudo de amostras de rocha de reservatório, tanto na área de petrofísica como na área de escoamento multifásico de fluidos (engenharia de reservatórios e recuperação avançada de petróleo) (Vinegar e Wellington 1987; Withjack 1988).

Por ter o comprimento de onda muito curto, o Raio-X é capaz de penetrar e atravessar a matéria. Entretanto, ao atravessar, parte dos fótons emitidos são absorvidos pelos átomos do material, atenuando o sinal emitido.

O número de fótons absorvidos no interior do material atravessado é proporcional ao número de fótons incidentes. Portanto, através das medidas de intensidade de atenuação da radiação é possível identificar diferentes estruturas e, conseqüentemente, inferir o que estava no caminho do Raio-X.

Segundo a lei de Beer-Lambert, quando um feixe monocromático de radiações, ou seja, um feixe cujas radiações possuem o mesmo comprimento de onda, atravessa um meio homogêneo, este é atenuado de forma exponencial conforme Eq. B.1:

$$\frac{[I]}{[I_0]} = \exp\left(-\int \psi dx\right) \quad \text{Eq. B.1}$$

onde $[I_0]$ e $[I]$ representam as intensidades do Raio-X antes e depois da passagem por uma espessura dx do material, e ψ é definido como coeficiente de atenuação linear.

O coeficiente de atenuação linear de um dado material ($\psi_{material}$) é obtido em função do coeficiente de atenuação linear da água conforme Eq. B.2.

$$\psi = 1000 * \frac{(\psi_{material} - \psi_{\acute{a}gua})}{\psi_{\acute{a}gua}} \quad \text{Eq. B.2}$$

Os dados de saída do tomógrafo são apresentados em uma unidade de escala numérica conhecida como *Hounsfield unit* (HU) em homenagem ao inventor do tomógrafo. A escala Hounsfield não possui limite superior. Nessa escala, a água equivale a 0 HU, enquanto

o ar equivale a -1000 HU. O coeficiente de atenuação da água e do ar são independentes da energia aplicada de Raio-X e, portanto, são valores fixos da escala (Kalender 2005).

Testes de deslocamento com varredura de tomografia são realizados de forma a acompanhar a saturação dos fluidos no interior da amostra. Por se tratar de um método rápido, o escoamento dos fluidos pode ser observado dinamicamente, ou seja, sem a necessidade de interromper a injeção e/ou causar distúrbio no sistema.

O cálculo da porosidade da rocha a partir dos dados de tomografia computadorizada parte do pressuposto que a contribuição de atenuação linear devido à rocha matriz independe do fluido presente no meio poroso da amostra (Holleben 1993). Sendo assim, os coeficientes de atenuação linear para uma rocha completamente saturada com um fluido 1 (ψ_{R1}) e um fluido 2 (ψ_{R2}) podem ser obtidos conforme equações Eq. B.3 e Eq. B.4:

$$\psi_{R1} = (1 - \phi)\psi_{matriz} + \psi_{F1}\phi \quad \text{Eq. B.3}$$

$$\psi_{R2} = (1 - \phi)\psi_{matriz} + \psi_{F2}\phi \quad \text{Eq. B.4}$$

onde ψ_{matriz} , ψ_{F1} e ψ_{F2} são os coeficientes de atenuação linear da rocha matriz, do fluido 1 e do fluido 2, respectivamente.

Assumindo que a contribuição de atenuação causada pela rocha matriz seja independente do fluido que satura o meio poroso (*in-situ*), a porosidade da amostra é determinada através da Eq. B.5.

$$\phi = \frac{\psi_{R1} - \psi_{R2}}{\psi_{F1} - \psi_{F2}} \quad \text{Eq. B.5}$$

De acordo com Vinegar e Wellington (1987), quando duas fases imiscíveis saturam a amostra, a mudança na saturação de fluidos pode ser obtida dinamicamente ao longo de um teste de deslocamento. O coeficiente de atenuação linear de Raio-X para um sistema bifásico em um dado instante pode ser obtido conforme Eq. B.6:

$$\psi_{R12} = (1 - \phi)\psi_{matriz} + (\psi_{F1}S_1 + \psi_{F2}S_2)\phi \quad \text{Eq. B.6}$$

onde ψ_{R12} é o coeficiente de atenuação linear da amostra saturada com os fluidos 1 e 2, e S_1 e S_2 são as suas respectivas saturações.

Utilizando as Eq. B.3 e Eq. B.4, e assumindo que o volume poroso da amostra esteja totalmente preenchido por estes dois fluidos, ou seja, $S_1 + S_2 = 1$, a saturação do fluido 1 pode ser calculada pelos dados de atenuação de Raio-X conforme Eq. B.7.

$$S_1 = \frac{\psi_{R12} - \psi_{R2}}{\phi(\psi_{F1} - \psi_{F2})} \quad \text{Eq. B.7}$$

Os valores de saturação obtidos com a varredura de tomografia também podem ser utilizados para avaliar a performance da recuperação avançada em função da recuperação convencional. O fator de recuperação e o corte de água podem ser obtidos, em função da saturação, de acordo com as equações Eq. B.8 e Eq. B.9.

$$F_{Rec.} (\%) = \left(\frac{S_{o\ inicial} - S_o}{S_{o\ inicial}} \right) * 100 \quad \text{Eq. B.8}$$

$$W_{cut} (\%) = \left[\frac{VP_{inj} - (S_{o\ inicial} - S_o)}{VP_{inj}} \right] * 100 \quad \text{Eq. B.9}$$

APÊNDICE C – JANELA EXPERIMENTAL PARA OS DADOS OBTIDOS ATRAVÉS DO REÔMETRO

Ensaio reológico realizado com fluidos poliméricos estão sujeitos a diversos desafios experimentais que podem resultar em dados não confiáveis e/ou mal interpretados. Ewoldt *et al.* (2015) discutiram técnicas para identificar e minimizar os erros experimentais, e apresentaram uma lista de considerações a ser seguida para se obter medidas experimentais e interpretações confiáveis em se tratando de reologia de fluidos.

Neste capítulo são discutidas algumas destas limitações, onde se propõe a determinação de uma janela experimental de validação dos dados experimentais obtidos.

Torque mínimo e velocidade angular máxima

A tensão de cisalhamento é proporcional ao torque (T) e ao fator geométrico, ou fator de tensão (F_τ) conforme Eq. C.1. Já a deformação relaciona-se com o deslocamento angular (φ) e o fator de cisalhamento (F_γ) conforme Eq. C.2. Por fim, a taxa de cisalhamento é função da velocidade angular (Ω) e do fator de cisalhamento (F_γ) como apresentado na Eq. C.3 (Ewoldt *et al.* 2015).

$$\tau = F_\tau * T \quad \text{Eq. C.1}$$

$$\gamma = F_\gamma * \varphi \quad \text{Eq. C.2}$$

$$\dot{\gamma} = F_\gamma * \Omega \quad \text{Eq. C.3}$$

De acordo com o fabricante do reômetro, para o sensor do tipo cilindros concêntricos, o fator de tensão e o fator de cisalhamento são dados pelas equações Eq. C.4 e Eq. C.5 respectivamente (Thermo Fisher Scientific 2008a):

$$F_\tau = \frac{1}{2\pi R_i^2 L} \quad \text{Eq. C.4}$$

$$F_{\gamma} = \frac{2 * R_a^2}{R_a^2 - R_i^2} \quad \text{Eq. C.5}$$

onde R_i e R_a referem-se aos raios dos cilindros interno e externo, e L refere-se ao comprimento do cilindro.

A partir da definição da viscosidade ($\eta = \tau/\dot{\gamma}$) e substituindo o torque na Eq. C.1 pelo torque mínimo (T_{min}) fornecido pelo fabricante, temos o critério para a determinação experimental do valor de viscosidade de acordo com a Eq. C.6. Da mesma forma, substituindo a velocidade angular na Eq. C.3 pelo limite superior definido pelo fabricante (Ω_{max}), a taxa de cisalhamento máxima de confiança pode ser obtida através da Eq. C.7

$$\eta > \frac{F_{\tau} * T_{min}}{\dot{\gamma}} \quad \text{Eq. C.6}$$

$$\dot{\gamma}_{max} = F_{\gamma} * \Omega_{max} \quad \text{Eq. C.7}$$

Ensaaios oscilatórios também estão sujeitos a erros inerentes ao torque do equipamento. Utilizando o torque mínimo e considerando o módulo viscoelástico em função da amplitude de deformação, o critério para a determinação do módulo viscoelástico mínimo é apresentado na Eq. C.8 (Edwoldt *et al.* 2015):

$$G_{min} = \frac{F_{\tau} * T_{min}}{\gamma_0} \quad \text{Eq. C.8}$$

onde G refere-se a G' e G'' .

Inércia do equipamento

A inércia do equipamento pode resultar em erros experimentais em condições transientes de ensaio, incluindo testes oscilatórios e testes de fluência. Consequentemente, a escolha da geometria do sensor influencia diretamente na determinação da janela experimental de validação dos dados.

Para que sejam válidos os dados obtidos nos ensaios reológicos é necessário que o torque mínimo aplicado seja superior ao torque inercial do instrumento, ou seja, $T_{min} > T_{inercial}$.

O torque inercial do instrumento é determinado através da Eq. C.9:

$$T_{inercial} = I * \varphi_0 * \omega^2 \quad \text{Eq. C.9}$$

onde I é a inércia do equipamento e ω é a frequência oscilatória angular.

Rearranjando a Eq. C.8 para o torque mínimo, e comparando com a Eq. C.9, temos o critério de validação dos valores obtidos para o módulo viscoelástico conforme Eq. C.10.

$$G > \frac{I * F_{\tau}}{F_{\gamma}} \omega^2 \quad \text{Eq. C.10}$$

Inércia do fluido e Escoamentos secundários

Em regime laminar, a velocidade do escoamento tem somente a componente principal ao longo do eixo. Porém, em regime turbulento, além desta componente, existem também componentes na direção normal ao eixo. Dessa forma, o efeito das forças de inércia em regime turbulento supera o efeito das forças viscosas em regime laminar.

A medida dos parâmetros reológicos de fluidos de baixa viscosidade em cilindros concêntricos é diretamente influenciada pela velocidade de rotação do cilindro interno. Quando a rotação excede um valor crítico, formam-se escoamentos secundários provocados por instabilidades inerciais, fenômeno este conhecido como *Vórtices de Taylor*. Nestes casos, os escoamentos secundários aumentam o valor do torque e, conseqüentemente, o valor obtido para a viscosidade aparente.

De acordo com Edwoldt *et al.* (2015), o critério para a determinação da viscosidade mínima, de forma a evitar a presença de vórtices de Taylor, é apresentado na Eq. C.11:

$$\eta > \frac{(R_a - R_i)^{5/2}}{1700 R_i^{1/2}} \rho \Omega \quad \text{Eq. C.11}$$

onde ρ refere-se à densidade do fluido.

As especificações técnicas utilizadas na determinação da janela experimental para os dados obtidos através do reômetro estão disponíveis no manual do equipamento fornecido pelo fabricante (Thermo Fisher Scientific 2008a) e são apresentadas na Tabela C.1.

Tabela C.1 – Especificações técnicas utilizadas na determinação da janela experimental dos dados obtidos no reômetro

Parâmetro	Valor	Unidade
I	$2,73 \cdot 10^{-6}$	Kg m ²
F _τ	6747	Pa/Nm
F _γ	22,43	s ⁻¹ /(rad/s)
T _{min}	$0,1 \cdot 10^{-6}$	Nm
Ω _{max}	1500	min ⁻¹
R _a	0,02170	m
R _i	0,02071	m
L	0,055	m

APÊNDICE D – DETERMINAÇÃO DA VAZÃO DE INJEÇÃO NOS TESTES DE DESLOCAMENTO

Para que as condições implementadas no projeto de um teste de deslocamento em escala de laboratório tenham representatividade com a escala de reservatório, alguns parâmetros devem ser levado em consideração.

Santos *et al.* (1997) apresentaram três parâmetros, em termos adimensionais, relacionados com a física do deslocamento. Estes parâmetros permitem traçar uma região de velocidade de injeção ótima (U) em função do comprimento da amostra (L), onde os efeitos das forças capilares são minimizados, e a segregação gravitacional é evitada, mantendo o número capilar abaixo do limite superior.

Os parâmetros podem ser determinados de acordo com as equações Eq. D.1, Eq. D.2 e Eq. D.3:

$$\varepsilon_c = \frac{\sigma \sqrt{k\phi}}{UL\mu_o} \ll 1 \quad \text{Eq. D.1}$$

$$\varepsilon_g = \frac{(\rho_o - \rho_w)gdkk_{o@swi}}{UL\mu_o} \ll 1 \quad \text{Eq. D.2}$$

$$N_c = \frac{U\mu_o}{\sigma} \quad \text{Eq. D.3}$$

onde ε_c é a razão forças capilares-viscosas, σ é a tensão interfacial, k é a permeabilidade absoluta, ϕ é a porosidade, U é a velocidade de injeção, L é o comprimento da amostra, μ_o é a viscosidade do óleo, ε_g é a razão forças gravitacionais-viscosas, ρ_o e ρ_w são as densidades do óleo e da água respectivamente, g é a aceleração da gravidade, d é o diâmetro da amostra, $k_{o@swi}$ é a permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água inicial, e N_c é o número capilar.

Em escala de poro, para que uma gota de óleo não seja ultrapassada pela fase aquosa, é necessário que o diferencial de pressão nesta gota seja maior do que a força capilar resultante. O valor máximo do número capilar para que esta condição seja satisfeita é obtido através da Equação Eq. D.4:

$$N_c < \frac{\sqrt{k\phi}}{R} \quad \text{Eq. D.4}$$

onde R é o raio desta gota de óleo.

A Tabela D.1 apresenta os parâmetros utilizados neste trabalho para a determinação da velocidade ótima de injeção e execução dos testes de deslocamento.

Tabela D.1 – Parâmetros utilizados na determinação da velocidade ótima de injeção

Parâmetro	Valor	Unidade
σ	0,03	N/m
ε_c^*	0,5	-
ε_g	0,3	-
R	0,01	m
$k_{o@swi}$	1	-

*valor sugerido para que se tenha uma boa representatividade entre os resultados de laboratório e de simulação (Santos *et al.* 1997).

APÊNDICE E – METODOLOGIA PARA INFERIR A MOLHABILIDADE DA AMOSTRA

A determinação da molhabilidade do meio poroso é de fundamental importância para se obter uma melhor eficiência de deslocamento imiscível. Na Figura E.1 é apresentado um modelo, em escala de poro, do deslocamento de óleo por injeção de água em meios porosos molháveis à água e ao óleo, respectivamente.

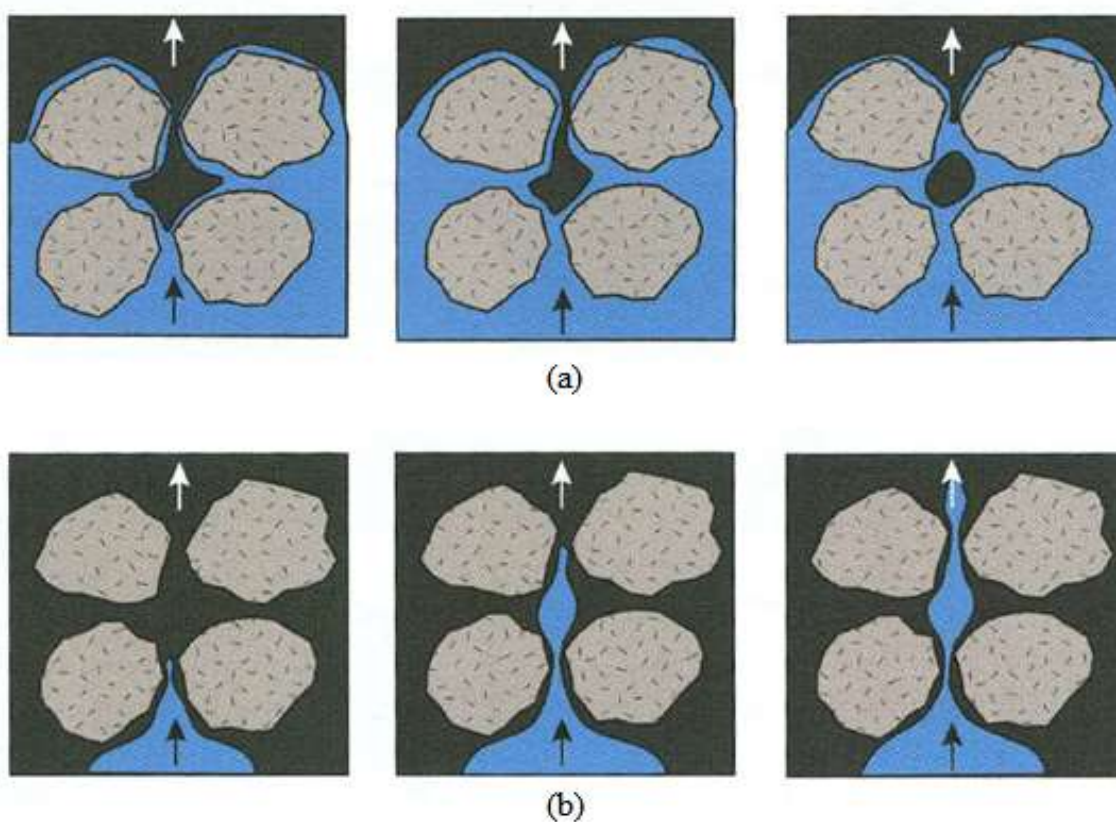


Figura E.1 – Representação, em escala de poro, do deslocamento de óleo por injeção de água em meio poroso (a) molhável à água e (b) molhável ao óleo (Adaptado de: Peters 2012)

Pode ser observado que no meio poroso molhável à água, o óleo residual é trapeado no centro dos maiores poros e a água injetada se adere à rocha, resultando em um deslocamento mais eficiente. Entretanto, no meio poroso molhável ao óleo, a água injetada se canaliza através dos poros maiores, deixando para trás uma considerável quantidade de óleo residual nos poros menores e também na interface com a rocha. Desta forma, fica claro que a eficiência de deslocamento de óleo por injeção de água é maior em meios porosos molháveis à água do que em meios porosos molháveis ao óleo.

Baseando-se em observações experimentais, Craig (1971) definiu alguns critérios para inferir a molhabilidade do meio poroso, cujos parâmetros são apresentados na Tabela E.1. Deve-se enfatizar que estes critérios somente se aplicam à sistemas que apresentem molhabilidades fortemente preferenciais à água ou ao óleo.

Tabela E.1 – Critérios utilizados por Craig (1971) para inferir a molhabilidade do meio poroso através da curva de permeabilidade relativa

Parâmetro	Molhável à água	Molhável ao óleo	Unidade
S_{wi}	> 20	< 15	%
S_w para $k_{rw} = k_{ro}$	> 50	< 50	%
k_{rw} final (S_{or})	< 0,3	> 0,5	-

APÊNDICE F – MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA

As imagens obtidas com o microscópio eletrônico de varredura para as fatias com revestimento em ouro são apresentadas da Figura F.1 à Figura F.4 para as amostra H9, e da Figura F.5 à Figura F.8 para as amostra H17. As imagens foram obtidas em quatro níveis de amplificação (80x, 150x, 300x e 1500x) para cada fatia. Neste estudo, priorizou-se pela visualização dos micro e macroporos.

Pode ser observado que, independentemente do nível de amplificação, as imagens obtidas para as fatias A e B aparecem mais escuras do que para as fatias C e D, tanto para a amostra H9 quanto para a amostra H17. Essa diferença foi atribuída à redução do EHT de 15kV para 10kV. Esta redução foi necessária pois, devido à menor concentração de ouro em sua superfície, as amostras obtidas após o teste de deslocamento apresentaram menor condutividade.

De acordo com os resultados, é observado que, ao contrário das rochas de arenito, o sistema poroso das rochas carbonáticas é mais heterogêneo, especialmente devido à sua diagênese e reatividade físico-química pós-deposicional. A caracterização morfológica da superfície das amostras apresentou cristais e poros microscópicos com formatos irregulares. Esta característica justifica a alta incerteza relacionada a este tipo de rocha reservatório, no que diz respeito ao tipo e formato dos poros e à interconectividade entre eles.

A diferença na morfologia externa (textura) das amostras originais e após o teste de deslocamento ficou evidenciada principalmente quando níveis de amplitude de 300x e 1500x foram aplicados.

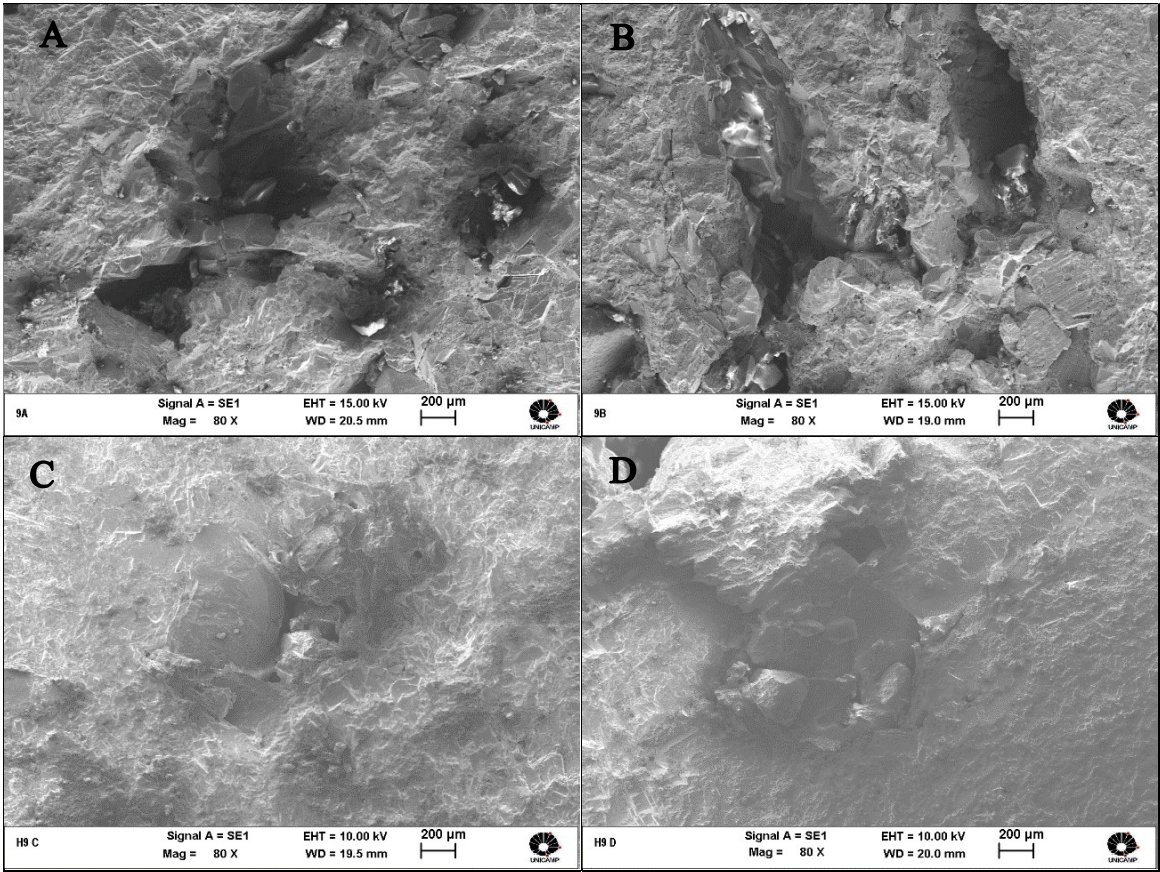


Figura F.1 – Fatias A, B, C e D da amostra H9 amplificada em 80x

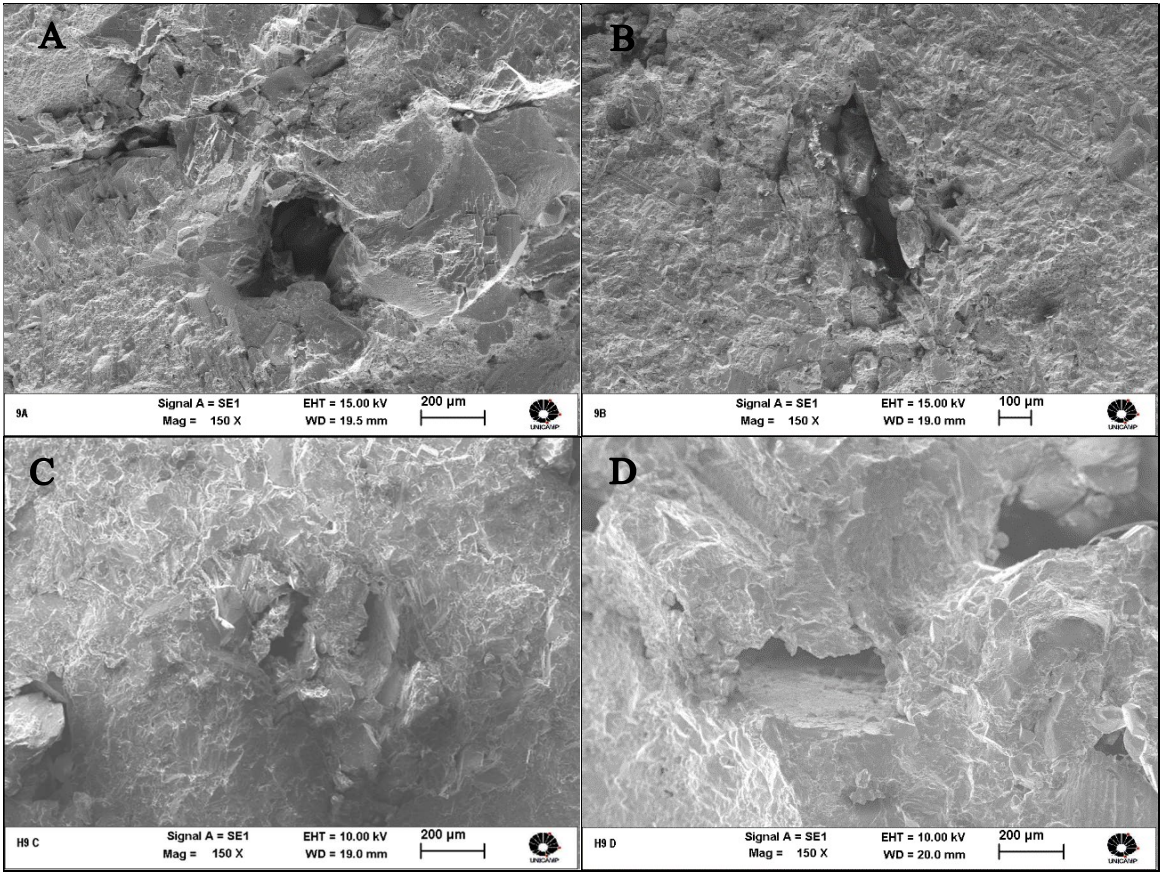


Figura F.2 – Fatias A, B, C e D da amostra H9 amplificada em 150x

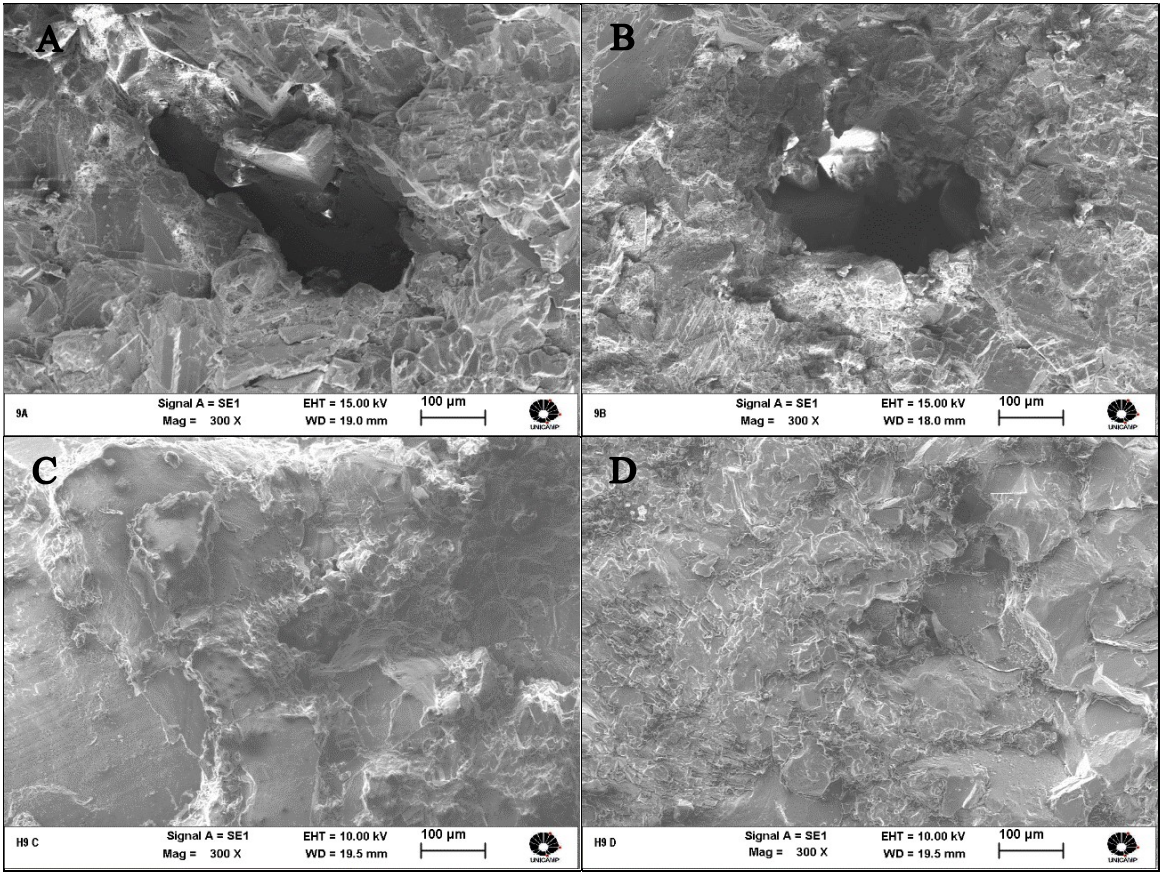


Figura F.3 – Fatias A, B, C e D da amostra H9 amplificada em 300x

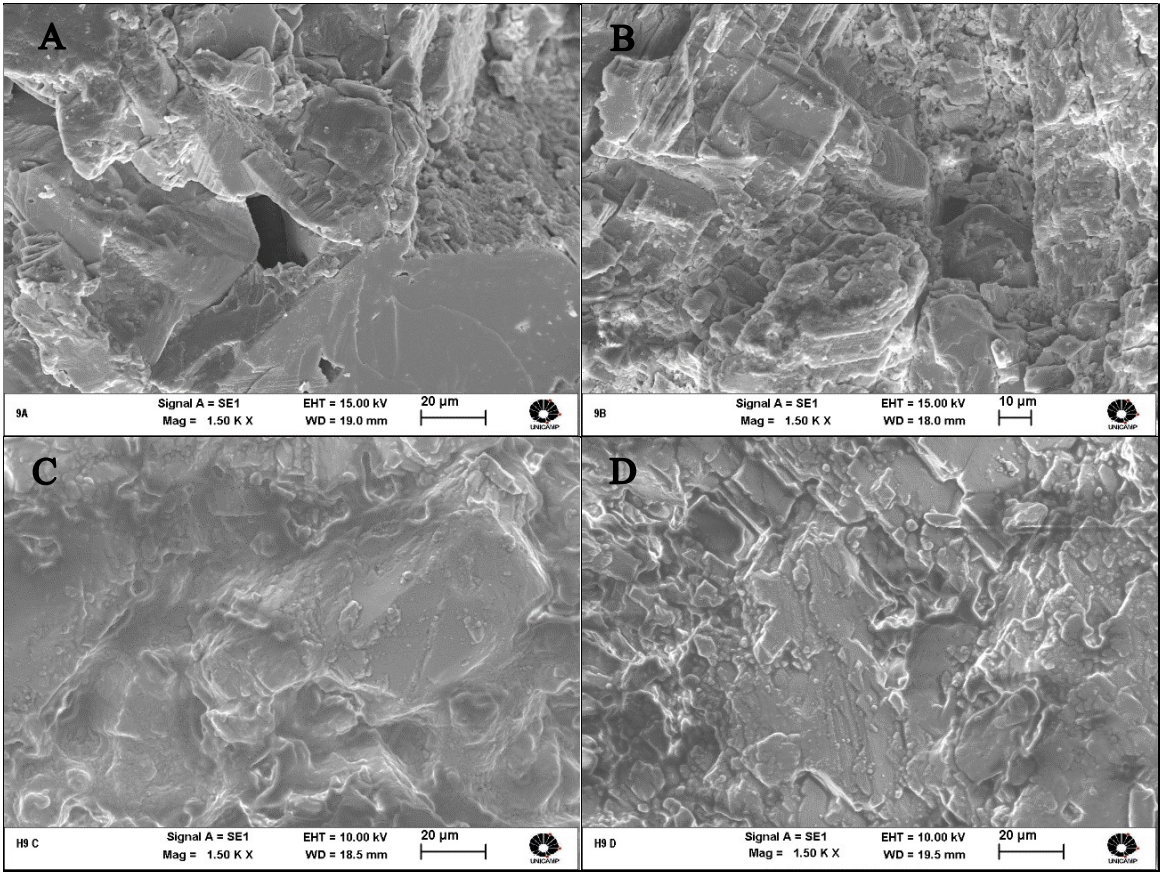


Figura F.4 – Fatias A, B, C e D da amostra H9 amplificada em 1500x

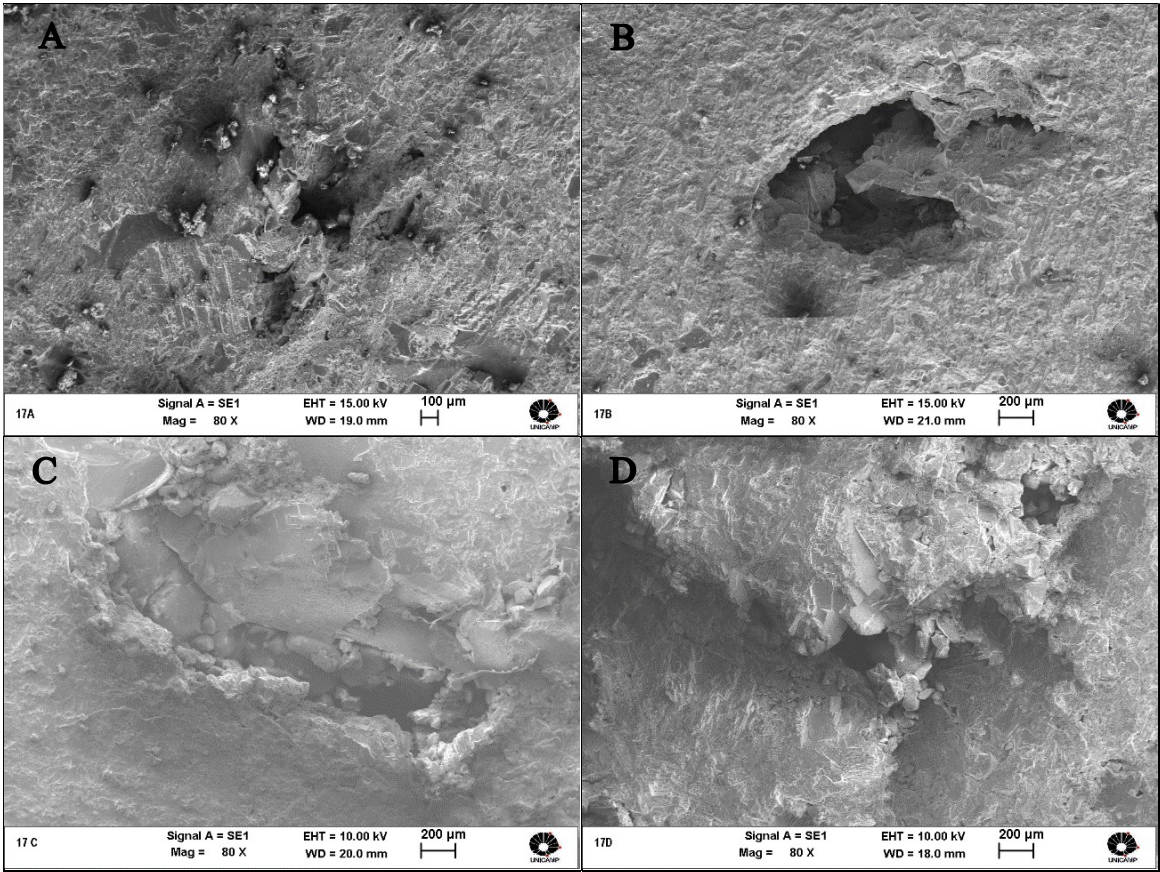


Figura F.5 – Fatias A, B, C e D da amostra H17 amplificada em 80x

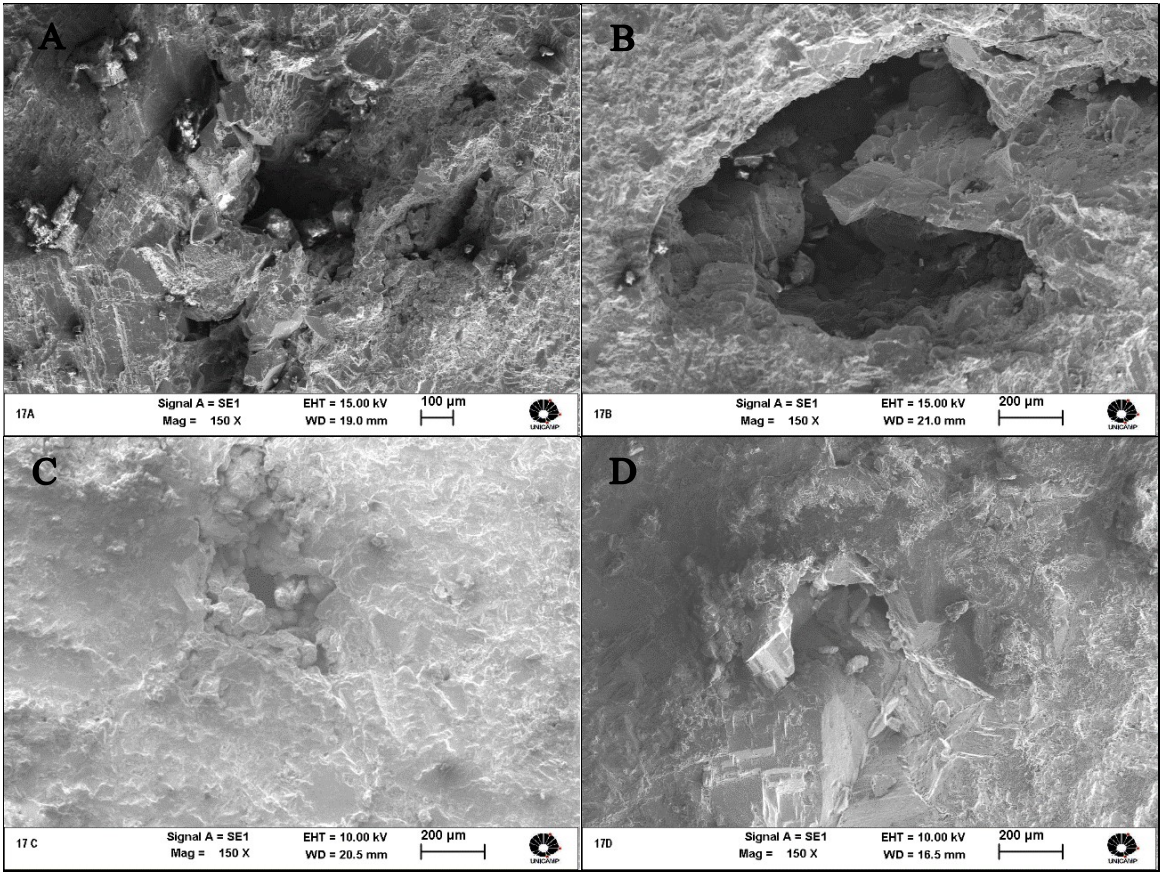


Figura F.6 – Fatias A, B, C e D da amostra H17 amplificada em 150x

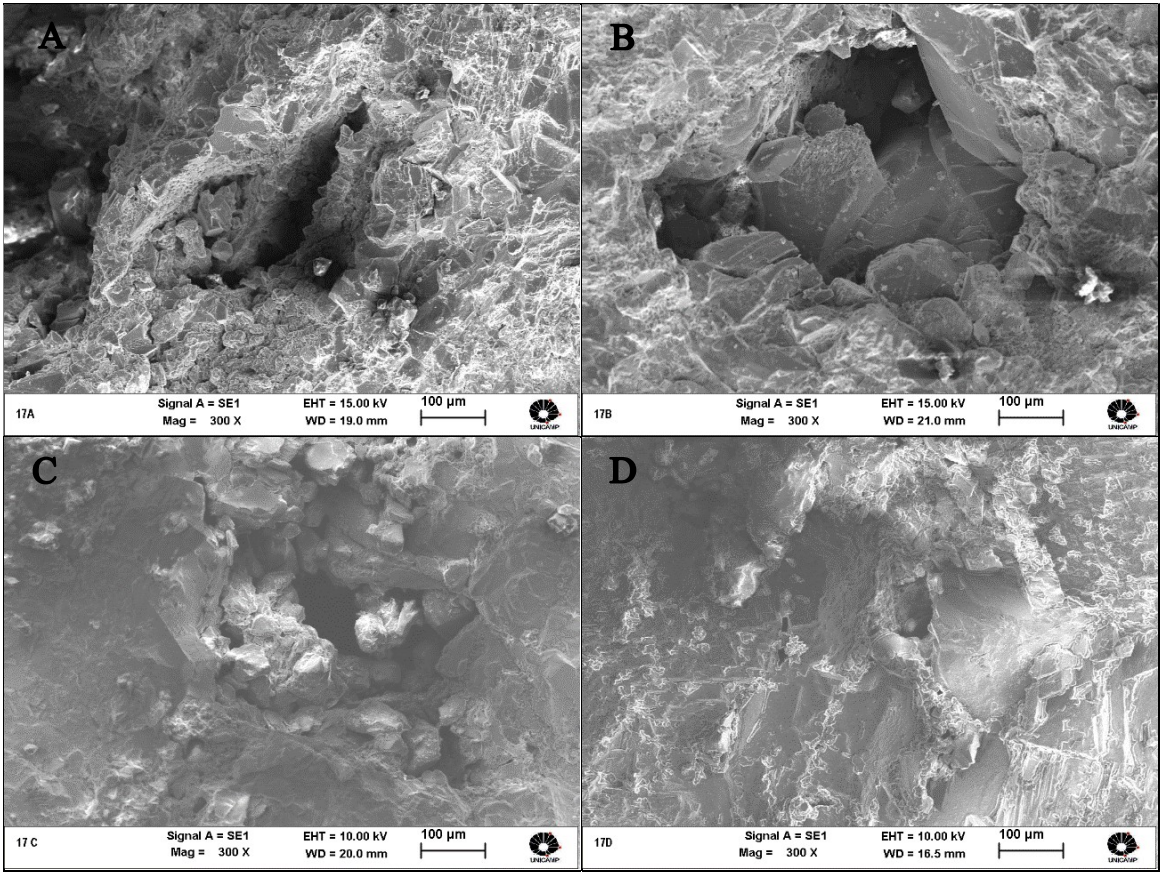


Figura F.7 – Fatias A, B, C e D da amostra H17 amplificada em 300x

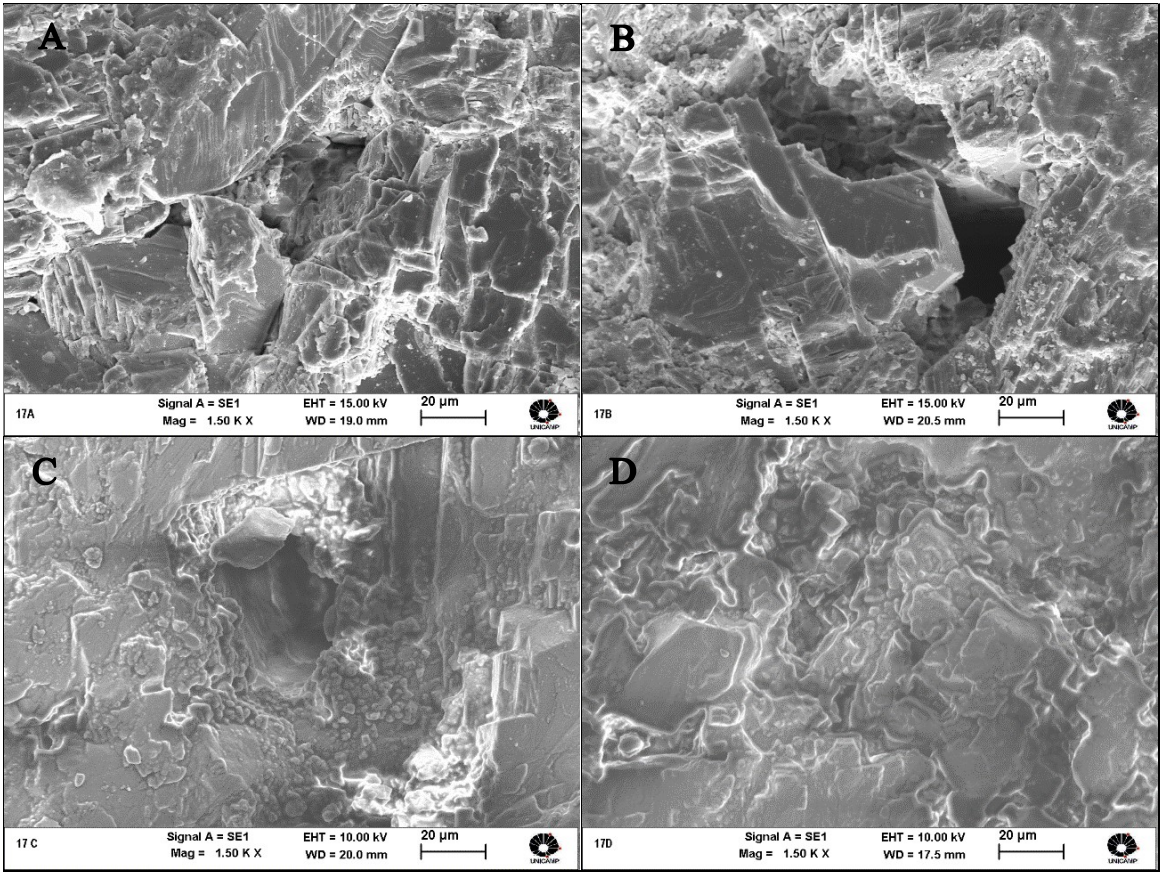


Figura F.8 – Fatias A, B, C e D da amostra H17 amplificada em 1500x

APÊNDICE G – CÁLCULO DA PERDA DE CARGA

Para o cálculo da perda de carga no capilar, é necessário inicialmente determinar o número de Reynolds do escoamento. O número de Reynolds (Re) é obtido conforme equação Eq. G.1:

$$Re = \frac{\rho v L}{\mu} \quad \text{Eq. G.1}$$

Pode ser observado que o número de Reynolds é inversamente proporcional à viscosidade do fluido que escoar através dele, ou seja, quanto menor a viscosidade deste fluido, maior é a tendência de que o escoamento seja turbulento. Sendo assim, utilizando-se os dados de viscosidade e densidade da fase aquosa, temos que o número de Reynolds máximo por metro de tubo (Re/L) é $\sim 925 \text{ m}^{-1}$, caracterizando um escoamento laminar. Os parâmetros utilizados no cálculo do número de Reynolds são apresentados na Tabela G.1.

Tabela G.1 – Parâmetros utilizados no cálculo do número de Reynolds do escoamento

Parâmetro	Legenda	Valor	Unidade
Densidade do fluido	ρ	1022	kg/m^3
Vazão de injeção	q	$8,333 \cdot 10^{-9}$	m^3/s
Viscosidade da água	μ_w	1,163	mPa.s
Viscosidade do óleo	μ_o	19,94	mPa.s
Diâmetro do capilar	d	0,003175	m
Comprimento do capilar	L	1,0	m

A perda de carga em uma tubulação é obtida de acordo com a equação Eq. G.2:

$$\frac{\Delta P}{\rho} = \frac{N_f L}{d} * \frac{v^2}{2} = \frac{N_f L}{d} * \frac{q^2}{2 \left(\frac{\pi d^2}{4} \right)^2} \quad \text{Eq. G.2}$$

onde N_f é o coeficiente de atrito.

No regime de escoamento laminar, o coeficiente de atrito pode ser obtido através do diagrama de Moody conforme equação Eq. G.3.

$$N_f = \frac{64}{Re} \quad \text{Eq. G.3}$$

Rearranjando as equações Eq. G.2 e Eq. G.3, temos que a perda de carga no capilar pode ser determinada conforme equação Eq. G.4.

$$\Delta P = \frac{64\mu}{2d} * \frac{q}{\frac{\pi d^2}{4}} \quad \text{Eq. G.4}$$

Pode ser observado que o cálculo da perda de carga no capilar independe do comprimento do mesmo e da densidade do fluido que escoar. Sendo assim, a perda de carga durante a injeção de óleo e de água é ~0,21 Pa ($30,7 \cdot 10^{-6}$ psi) e ~0,01 Pa ($1,79 \cdot 10^{-6}$ psi) respectivamente. Portanto, por se tratar de um valor muito pequeno, a perda de carga nos capilares dos transdutores de pressão foi negligenciada.